Die elektrische Kraftübertragung

Von

Dipl.-Ing. Herbert Kyser
Oberingenieur

II. Band:

Die Leitungen, Generatoren, Akkumulatoren Schaltanlagen und Kraftwerkseinrichtungen
Ihre Berechnungsweise, Schaltung Anwendung und Ausführung

Mit 469 Textfiguren und 1 Tafel

Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH

ISBN 978-3-642-90152-2 ISBN 978-3-642-92009-7 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-642-92009-7

Copyright 1914 by Springer-Verlag Berlin Heidelberg
Ursprünglich erschienen bei Julius Springer in Berlin 1914
Softcover reprint of the hardcover 1st edition 1914

Vorwort.

Im Vorworte zum I. Bande sind Zweck und Aufgaben des ganzen Werkes gekennzeichnet worden. Der II. Band beschäftigt sich nun mit der Berechnung und dem Bau der Leitungsanlagen, ferner mit der Stromerzeugung und allen dazugehörigen Nebeneinrichtungen, den Apparaten und Instrumenten für die Betriebsführung, den Schaltanlagen und schließlich mit den Einrichtungen und der Ausgestaltung des Kraftwerkes einschließlich wirtschaftlichen Betrachtungen. Das Inhaltsverzeichnis gibt über den Umfang des behandelten Stoffes in weitestem Maße Auskunft, und zwar ist bei der Einteilung der einzelnen Abschnitte und Kapitel besonderer Wert auf genaue Gliederung der Stoffeinzelheiten gelegt worden.

Bei der großen Mannigfaltigkeit in allen zu einer elektrischen Kraftübertragungsanlage notwendigen Maschinen, Apparaten und Instrumenten war es mein Bestreben, nur das Neueste zu behandeln und auch hier wiederum von der Beschreibung von Konstruktionen so gut wie gänzlich abzusehen mit Rücksicht darauf, daß sie infolge von Verbesserungen heutzutage verhältnismäßig schnell veralten. Der Wert des Buches würde dadurch nur beeinträchtigt werden. Es interessiert den projektierenden Ingenieur und in erhöhtem Maße den Sachverständigen oder Begutachter eines Projektes viel mehr in erster Linie, welche Gesichtspunkte bei der Auswahl der einzelnen Teile einer Anlage zu berücksichtigen sind, und welche Arbeitsweise, Schaltung oder grundsätzliche Ausführung für dieselben zu wählen ist, damit die Anlage wirtschaftlich arbeitet, sowie Betriebssicherheit und Betriebselastizität besitzt. Über die Konstruktionen selbst, die natürlich für denselben Gegenstand bei jeder Firma verschieden sind, geben die Beschreibungen und Preislisten der Fabrikanten zumeist genügenden Aufschluß, so daß an Hand solcher Angaben dann die Zweckmäßigkeit und Brauchbarkeit unter Zugrundelegung der hier erörterten allgemeinen Gesichtspunkte geprüft werden kann. So sei z. B. auf die Grundbedingungen für die Auswahl der Leitungsmaterialien, der Maste, Isolatoren, Leitungsstrecken, Schalter, Sicherheitsapparate usw. ganz besonders aufmerksam gemacht.

Neben derartigen, jedesmal das Kapitel einleitenden Betrachtungen wurde weiter ein Hauptaugenmerk darauf gelegt, daß die Angaben über Berechnungen, Ausführungen u. dgl. einfach und ohne umfangreiche theoretische Ableitungen den besonderen Bedürfnissen der Praxis angepaßt sind. Vielfache Hinweise auf stofflich zusammenhängende oder

bei bestimmten Gelegenheiten mit in Rücksicht zu ziehende, frühere oder folgende Bemerkungen sollen unterstützend und für das Gedächtnis festigend wirken. Das Nachschlagen im Sachregister wird dadurch zum Teil entbehrlich.

Formeln, die zur Berechnung wesentlicher Teile der Anlagen z. B. der Leitungsnetze notwendig sind, wurden durch Anwendung auf praktische Beispiele leichter verständlich gemacht. Auch zahlreiche rechnerische Vergleiche z. B. für die wirtschaftliche und technische Brauchbarkeit der einzelnen Leitungsmaterialien, für die Ausführung großer Kraftübertragungsanlagen mit Freileitung oder Kabel usw. sind eingehend durchgeführt worden. Der projektierende Ingenieur wird daraus leicht die Wege erkennen können, die einzuschlagen sind, um keinen Vorteil bei der Bearbeitung eines größeren Projektes unbeachtet zu lassen. Zweckmäßigkeit zusammen mit Wirtschaftlichkeit gewinnen dadurch natürlich.

Zahlreiche Beschreibungen ausgeführter Anlagen unterstützen die Erörterungen allgemeiner Natur. Das ist besonders bei den Schaltanlagen der Fall und hier auch ohne Bedenken zulässig, weil heute die Ansichten über diesen Teil einer Anlage als im wesentlichen abgeklärt gelten können.

Leider war es mit Rücksicht auf den I. Band nicht immer möglich, in den Formeln die Zeichen zu benutzen, die von dem Ausschuß für Einheiten und Formelgrößen zurzeit aufgestellt worden sind.

Da der I. Band bisher eine wohlwollende Aufnahme in Fachkreisen gefunden hat, so darf ich hoffen, daß sich auch der II. Band Freunde erwerben wird.

Den Firmen, die mich bei der Bearbeitung unterstützt haben, sage ich an dieser Stelle nochmals meinen besten Dank.

Berlin-Friedenau, September 1914.

Kyser.

Inhaltsverzeichnis.

I. Abschnitt.

Der elektrische und mechanische Bau der Leitungsanlage.

Seite

A. Der elektrische Bau der Leitungsanlage . . . . . 1 bis 107
1. Allgemeine Gesichtspunkte für die Projektierung einer Leitungsanlage 1
2. Die Verteilungsleitungen im allgemeinen 3
a) Die Berechnungsgrundlagen 3
b) Die Verbindung der Stromverbraucher miteinander (Reihen- und Parallelschaltung) 4
c) Gemischte und reine Stromkreise 6
d) Der Spannungsverlust 10
3. Die Gleichstrom-Verteilungsleitungen 11
a) Die offenen Leitungen 11
b) Die geschlossenen Leitungen 20
c) Das Dreileitersystem 24
4. Die Gleichstrom-Fernleitungen (Speiseleitungen) 30
5. Die Wechselstrom-Verteilungsleitungen 31
a) Phasenverschiebung, induktive Widerstände 31
b) Einphasenstrom 33
c) Zweiphasenstrom 40
d) Dreiphasen- oder Drehstrom 42
α) Dreieckschaltung 42
β) Sternschaltung 44
6. Die Wechselstrom-Fernleitungen 48
a) Allgemeine Grundlagen, Grundgleichungen 48
b) Der Ohmsche Widerstand und der Skineffekt 50
c) Selbstinduktion und gegenseitige Induktion 51
α) Das Einphasensystem 54
β) Das Dreiphasensystem 60
Sechseckanordnung 64
Die Stromkreise sind voneinander getrennt 65
Dreieckanordnung 66
Zwei verschiedene Stromkreise an einem Mast bzw. die gegenseitige Induktion einer Drehstromlinie auf eine zweite . . 66
Induktion einer Starkstromleitung auf eine parallel verlaufende Schwachstromleitung 68
d) Die Ableitung 69
e) Die Strahlungsverluste (Koronaverluste) 71
f) Die Kapazität 78
α) Das Einphasensystem 81
β) Das Dreiphasensystem 85
g) Die Berechnung von Querschnitt, Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Linie 88

B. Der mechanische Bau der Fernleitungen . . . . . 107 bis 271
7. Allgemeines über die Wahl der Ausführung als Freileitung oder Kabel 107
8. Das Material für Freileitungen 110
a) Das Material im allgemeinen 110
b) Kupfer 111

c) Bronze 115
d) Aluminium 117
e) Stahl 120
f) Kupferpanzerstahl 121
9. Die Festigkeitsberechnung der Freileitungen 123
a) Allgemeine Gesichtspunkte 123
b) Die Belastung G 125
c) Der Mastabstand oder die Spannweite a 130
d) Die Beanspruchung p des Leitermaterials 131
e) Berechnung des Durchhanges auf ebener Leitungsstrecke 132
f) Berechnung des Durchhanges auf geneigter Leitungsstrecke . . 136
10. Die Masten 139
a) Allgemeine Gesichtspunkte 139
b) Die Holzmasten 141
c) Die Eisenmasten 151
d) Die Stahltürme 157
e) Die Betonmasten 164
f) Die Isolatorbefestigung am Maste (Querarme, Traversen, Leitungsträger) 170
11. Die Freileitungsisolatoren 174
a) Allgemeine Bedingungen 174
b) Das Material 176
α) Das Porzellan 176
β) Ambroin 178
γ) Glas 179
c) Die Forderungen in elektrischer Beziehung 180
α) Die Randentladung und die Überschlagsspannung 181
β) Die Durchschlagsfestigkeit 187
γ) Die Oberflächenisolation 188
d) Die Isolatorformen 189
α) Die Stütz- oder Tragisolatoren 189
β) Die Isolatorstützen 201
γ) Die Hängeisolatoren 202
δ) Die Verbindung von Hängeisolatoren 212
12. Der Ausbau der Freileitungsstrecken 213
a) Die Leitungsstrecke im allgemeinen 214
b) Streckentrennschalter 216
c) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdungen durch Leitungsbruch . 218
α) Schutznetze und ähnliche Konstruktionen 218
β) Bruchsichere Aufhängungen 221
γ) Unterirdische Wegkreuzungen 226
δ) Leitungskupplungen 226
ε) Drahtbruchrelais 228
d) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdung durch Isolatorbruch . . 228
e) Die Leitungsverbindungen 229
f) Die Leitungsbefestigung an den Isolatoren 230
g) Die Anordnung der Leitungen am Mast; Leiterabstand; Blitzschutzseil 233
h) Die Zugausgleichsvorrichtungen 235
i) Einige Daten großer amerikanischer Hochspannungsanlagen . . 238
13. Die Berechnung der Masten 238
a) Material und Materialbeanspruchung im allgemeinen 238
b) Die Druckbeanspruchung 242
c) Die Knickbeanspruchung 243
d) Die Biegungsbeanspruchung 243
e) Die Mastverankerungen 245
f) Beispiel für die Berechnung von Holzmasten 247

14. Die Kabelleitungen 250
a) Material und Ausführung der Kabel im allgemeinen 250
b) Die blanken Bleikabel 252
c) Die asphaltierten Bleikabel 253
d) Die armierten asphaltierten Bleikabel 254
e) Die Querschnittsform der Leiter 256
f) Die Berechnung des Leiterquerschnittes 257
15. Hochspannungskabel für große Kraftübertragungsanlagen 257
a) Die Anlagekosten 258
b) Die jährlichen Kosten für Reparatur, Aufsicht und Instandhaltung 259
c) Die Betriebssicherheit 259
d) Vergleichsrechnung für eine Freileitungs- und Kabelanlage und weitere Angaben allgemeiner Natur 260

II. Abschnitt.

Die Gleichstromgeneratoren, Wechselstromgeneratoren und Akkumulatoren, ihre Schaltung, Arbeitsweise und Regelung.

16. Die Generatoren im allgemeinen 272
17. Die Gleichstromgeneratoren 278
a) Der mechanische Aufbau 278
b) Der elektrische Aufbau 278
c) Der Gleichstrom-Hauptstromgenerator 279
d) Der Gleichstrom-Nebenschlußgenerator mit Selbsterregung . . . 279
α) Die Arbeitsweise 279
β) Die charakteristischen Kurven 281
γ) Der Parallelbetrieb 283
δ) Das Anwendungsgebiet 283
e) Der Gleichstrom-Nebenschlußgenerator mit Fremderregung . . . 284
f) Der Gleichstrom-Compoundgenerator 284
α) Die Arbeitsweise 284
β) Die charakteristischen Kurven 284
γ) Der Parallelbetrieb 285
δ) Das Anwendungsgebiet 287
18. Die Ein- und Mehrphasen-Wechselstrom-Synchrongeneratoren . . . 287
a) Der mechanische Aufbau 287
b) Der elektrische Aufbau 294
α) Die Arbeitsweise 294
β) Die charakteristischen Kurven 297
γ) Der Parallelbetrieb 297
19. Der Mehrphasen-Asynchrongenerator 299
α) Die Arbeitsweise 299
β) Das Anwendungsgebiet 301
20. Die Akkumulatoren 302
a) Ladung der Batterie durch Erhöhung der Generatorspannung . 302
b) Ladung durch Gruppenschaltung der Batterie 305
c) Ladung mit Benutzung von Zusatzmaschinen 307
d) Die Entladung 308
e) Die Ermittelung der Zellenzahl und der Batteriegröße 308
f) Die Bemessung der Hauptgeneratoren und der Zusatzmaschinen für die Batterieladung 310
21. Die Spannungsregelung im Kraftwerke 312
a) Die Handregelung 312
b) Die selbsttätige Spannungsregelung 313
α) Der Regler mit elektromotorischem Antriebe 313
β) Der Eilregler 314
γ) Der Schnellregler 315

δ) Die Speisepunkts-Spannungsregelung 316
ε) Die Spannungsregelung bei parallelarbeitenden Generatoren . 317
ζ) Die Spannungsregelung in Anlagen mit sehr hohen Spannungen 318
22. Die Pufferung von Belastungsstößen 318
a) Die Arbeitsweise besonderer Puffereinrichtungen im allgemeinen . 318
b) Die Zusatzmaschine mit Nebenschluß- und Compoundwicklung . 320
c) Die Pirani-Schaltung 323
d) Die Lancashire-Zusatzmaschine 328
e) Allgemeine Vorzüge der Pufferung 329
f) Die selbsttätige Belastungsregelung und Pufferung in Wechselstromanlagen 329
g) Ausgeführte Wechselstrom-Pufferanlage 330

III. Abschnitt.

Die Sicherungs-, Schalt-, Meß-, Signal- und Überspannungsschutzvorrichtungen.

23. Die Sicherungs- und Schaltapparate für Spannungen bis etwa 1000 Volt339
a) Die Sicherungsvorrichtungen im allgemeinen 339
b) Die Abschmelzsicherungen 340
c) Die selbsttätigen Schalter im allgemeinen 343
d) Die selbsttätigen Luftschalter 344
α) Der Maximalstrom-Ausschalter 346
β) Der Minimalstrom-Ausschalter 349
γ) Der Nullspannungs- oder Spannungsrückgangsschalter 349
δ) Der Rückstrom-Ausschalter 350
ε) Die kombinierten selbsttätigen Luftschalter 350
24. Die selbsttätigen Ölschalter 351
a) Die Ölschalter im allgemeinen 351
b) Die selbsttätigen Auslösevorrichtungen 356
α) Die Überstromauslösung 358
β) Die Spannungsrückgangs- oder Nullspannungsauslösung . . . 371
γ) Die Rückstromauslösung 371
c) Die Antriebvorrichtungen 374
α) Der Handantrieb 374
β) Der elektromotorische Antrieb 375
25. Die Trennschalter 379
26. Die Zellenschalter 380
27. Die Meßinstrumente 382
a) Die Grundbedingungen 383
b) Das elektromagnetische- oder Weicheiseninstrument 387
c) Das Drehspulen- oder Präzisionsinstrument 388
d) Das Hitzdrahtinstrument 390
e) Das Induktionsinstrument 391
f) Das elektrostatische Instrument 393
g) Die registrierenden Instrumente 393
h) Die Stromtransformatoren 395
i) Die Spannungstransformatoren 396
28. Die Zähler 397
29. Die Signal- und Verständigungsvorrichtungen 400
30. Die Schutzvorrichtungen gegen Überspannungen 408
a) Die atmosphärischen Vorgänge 409
α) Elektrostatische Induktion 410
β) Allmähliches Laden der Leitungen durch die umgebende Luft 410
γ) Ladung durch Schneiden von Niveauflächen 411
δ) Direkte Blitzschläge 411
ε) Induktionswirkungen durch seitlich der Leitungen niedergehende Blitze 411

b) Die Betriebsvorgänge innerhalb der Anlage 412
c) Die Schutzvorrichtungen gegen äußere ruhende Überspannungen 415
α) Der Wasserstrahlerder 415
β) Der Erdungswiderstand und die Erdungsdrosselspule 416
γ) Das Blitzschutzseil 417
d) Die Schutzvorrichtungen gegen innere und äußere schwingende Überspannungen 418
α) Die Drosselspulen 418
β) Die Funkenstrecken 419
γ) Die Dämpfungswiderstände 421
e) Der Feinschutz 422
f) Der Grobschutz 423
g) Der Schutzschalter 423
h) Streckenschutz bei Freileitungen 425
i) Die Resonanzerscheinungen 425

IV. Abschnitt.

Die Aufstellung des Schaltplanes und die Auswahl der Instrumente und Apparate.

31. Die Meßinstrumente 427
a) Gleichstrom 428
b) Wechelstrom 430
c) Die Parallelschaltungseinrichtungen bei Wechselstrom 435
α) Vergleich der Frequenzen 435
β) Die elektrische Drehzahl-Einstellvorrichtung 435
γ) Vergleich der Spannungen 436
δ) Vergleich der Phasen 436
ε) Automatische Parallelschaltungsvorrichtung 439
ζ) Die Anordnung der Parallelschaltungsinstrumente 439
32. Die Schalt- und Sicherungsapparate 444
a) Gleichstrom 444
b) Wechselstrom 445
33. Die Schaltung der Sammelschienen in Wechselstromanlagen 454
a) Das Einfachsammelschienensystem 454
b) Das Doppelsammelschienensystem 458
34. Die Stromversorgung der Nebenbetriebe im Kraftwerke 460
35. Die Schaltung der Erregung 461
36. Die Verteilung der Überspannungsschutzvorrichtungen 464
a) Freileitungen 465
b) Kabelnetze 467
c) Übergang von Freileitung in Kabel 467

V. Abschnitt.

Die Schaltanlagen.

37. Der Aufbau der Schaltanlage 468
a) Allgemeine Gesichtspunkte 468
b) Aufbau der Instrumenten- und Betätigungstafel 470
α) Allgemeine Gesichtspunkte 470
β) Der Platz für die Aufstellung 470
γ) Wand- und Panellschalttafel 472
δ) Schaltpult und Schaltsäule 477
c) Die Apparatenanlage 483
α) Niederspannung 483
β) Die Stromzuleitung von den Maschinen zu der Apparatenanlage 486

γ) Die Mauerdurchführungen 486
δ) Hochspannung 487
ε) Schaltkästen 490
ζ) Schaltwagen 491
η) Verteilung der Apparate auf die einzelnen Stockwerke . . . 495
ϑ) Einbau der einzelnen Apparate 498
ι) Die Überspannungsschutzapparate 505
ϰ) Die Isolatoren und Leitungsdurchführungen 507
λ) Die Mauerdurchführungen 508
μ) Schaltanlagen im Freien 510
38. Ausgeführte Schaltanlagen 510
a) 500 Volt Gleichstromschaltanlage 510
b) Schaltanlage für Drehstrom 3000 Volt und Gleichstrom 250 Volt 514
c) Schaltanlage für 3000 Volt Drehstrom 520

VI. Abschnitt.

Das Kraftwerk.

39. Der Entwurf des Kraftwerkes 525
a) Die Lage des Kraftwerkes 525
b) Die Antriebsmaschinen 526
α) Die Dampfmaschinen 527
β) Die Dampfturbinen 527
γ) Die Kesselanlagen 528
δ) Die Dampflokomobilen 529
ε) Die Gasmaschinen 530
ζ) Die Dieselmotoren 531
η) Die Wasserturbinen 531
c) Stromart und Spannung 531
α) Gleichstrom 532
β) Wechselstrom 535
γ) Kraftwerke mit zwei Stromarten 538
d) Die Raumgestaltung des Kraftwerkes 539
40. Die Belüftungseinrichtungen für die Betriebsräume und für die Maschinen 540
a) Die erzeugte Wärmemenge 541
b) Die Belüftung des Betriebsraumes 543
c) Die Belüftung der Maschinen im allgemeinen 545
d) Die Selbstbelüftung der Maschinen 546
e) Die Fremdbelüftung der Maschinen 551
f) Der Entwurf der Kanalanlage 552
g) Die Meß- und Kontrollapparate 559
h) Die Berechnung der Kanalquerschnitte 564
i) Beispiele 565
41. Wirtschaftliches 568
a) Belastungsverhältnisse und Maschinengrößen 568
α) Einzelanlagen 568
β) Kraftwerke für öffentliche Stromabgabe 569
b) Die Selbstkostenberechnung 570
42. Ausgeführte Anlagen 575
a) Kraftwerk mit Dampflokomobilenbetrieb 575
b) Das Elektrizitätswerk am Löntsch 579

I. Abschnitt.

Der elektrische und mechanische Bau der Leitungsanlage.

A. Der elektrische Bau der Leitungsanlage.

1. Allgemeine Gesichtspunkte für die Projektierung einer Leitungsanlage.

Die Leitungsanlage, wie kurz zusammengefaßt sowohl die Leitungen zur Verteilung des elektrischen Stromes innerhalb des eigentlichen Gebrauchsgebietes als auch die Verbindung zwischen diesem und den Stromerzeugern bezeichnet werden sollen, erfordert mit Rücksicht auf die Bedeutung, die ihr für das wirtschaftliche und jederzeit einwandfreie Arbeiten der Stromfortleitung und -verteilung zukommt, nicht nur in der Berechnung, sondern auch in der Art der mechanischen Ausführung eingehende Überlegung und größte Sorgfalt. Einerseits ist der Spannungsverlust in den Leitungen gerechnet vom Generator in der Kraftstation bzw. von den Sammelschienen eines Verteilungspunktes bis zur entferntest gelegenen Gebrauchsstelle und der Isolationszustand ein Maß für den Wirkungsgrad der Kraftübertragung und tritt demnach bei der Berechnung der jährlichen Betriebsausgaben mit in erster Linie in die Erscheinung. Andererseits steigen bei unzweckmäßigem Entwurfe und mangelhafter oder den Verhältnissen wie Stromart, Spannung, Beschaffenheit und Lage der Strecke, Aufstellungsort der Stromverbraucher usw. nicht in genügender Weise Rechnung tragender Ausführung die Kosten für Abschreibung, Instandhaltung, Umbau und solche für Entschädigungen oder Fabrikationsausfall bei Störungen auf der Strecke auf eine Höhe, die die Wirtschaftlichkeit stark beeinträchtigen. Es muß daher der projektierende Ingenieur einen guten Teil von Geschicklichkeit entwickeln und vor allen Dingen bei jeder Gelegenheit auch Erfahrungen zu sammeln versuchen, um die Aufgabe eines Leitungsentwurfes gut und zweckentsprechend lösen zu können. Es kommt, wie bereits angedeutet, dabei nicht nur auf die Querschnittsbemessung nach dem augenblicklichen bzw. einem später zu erwartenden gesteigerten Strombedürfnisse

an, sondern auch auf die Wahl der Maste, Isolatoren, Gebäudeeinführungen, bei Überlandzentralen weiter auf die vorteilhafteste Wahl der Strecken usw. Das gilt ferner auch für das Material, aus welchem die Leitungen isoliert oder unisoliert zu verwenden sind, um allen durch den Charakter der Anlage bedingten Anforderungen auf Brauchbarkeit, Haltbarkeit und Gestehungskosten zu genügen.

Der Entwurf einer Leitungsanlage gliedert sich in zwei Hauptteile und zwar in den elektrischen und in den mechanischen Teil. Ein weiterer Unterschied wird im folgenden dahin gemacht werden, ob es sich um Leitungen innerhalb einer Anlage (z. B. eines Fabrikgrundstückes, eines Hafens, einer Weberei usw.) oder um die Stromzuführungsleitungen von einem entfernt gelegenen Kraftwerke handelt. Erstere sollen kurz mit „Verteilungsleitungen", letztere mit „Fernleitungen" bezeichnet werden unberücksichtigt der Art ihrer Verlegung und zwar ob oberirdisch oder unterirdisch, d. h. an den Wänden, Decken, auf Masten, Gestängen usw. oder im Gebäudefußboden, im Straßenpflaster, durch Flüsse in Form von besonders hergerichteten Kabeln usw.

Für die Berechnung der Leitungsquerschnitte und die Kostenermittelung muß naturgemäß ein vollständiger und vor allen Dingen auch richtiger Plan vorhanden und die Belastung und die Entfernung der einzelnen Stromverbraucher von bestimmten Stromverteilungspunkten bekannt sein. Um sich bei ausgedehnteren Anlagen eine Erleichterung zu schaffen, ist es zweckmäßig, den Leitungsplan mit wenigen Strichen aus den Gebäude- oder Streckenplänen herauszuzeichnen, die Längen und Belastungen einzutragen und die Rechnungsunterlagen und -ergebnisse tabellarisch zusammenzustellen.

Über den Spannungsverlust, dessen Höhe festzusetzen dann die nächste Aufgabe ist, werden die Angaben in den einzelnen Kapiteln gemacht werden. Ganz allgemein sei indessen schon hier bemerkt, daß man in der Praxis leider nur wenig Zeit findet, besondere Wirtschaftlichkeitsberechnungen z. B. zur Ermittlung des wirtschaftlichsten Spannungsverlustes durchzuführen abgesehen davon, daß die Grundlagen für derartige Untersuchungen zumeist nur außerordentlich schwer und umständlich zu beschaffen sind. Außerdem müssen in der Regel Annahmen nach verschiedenen Richtungen gemacht werden, deren Zuverlässigkeit für den Gang der Rechnung und demnach das Resultat eine reiche praktische Erfahrung und große Gewandtheit voraussetzen. Es soll daher im folgenden von solchen umständlichen Berechnungen abgesehen werden[1]).

Sowohl bei den Gleichstrom- als auch bei den Wechselstromleitungen wird jedesmal mit der Querschnittsermittelung der Verteilungsleitungen begonnen und erst im Anschlusse daran diejenige für die Fernleitung besprochen.

---

[1]) Über Wirtschaftlichkeitsberechnungen siehe Herzog u. Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze. — Teichmüller: Die elektrischen Leitungen. — Dr.-Ing. F. W. Meyer: Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlichen Grundlagen.

2. Die Verteilungsleitungen im allgemeinen.

a) Die Berechnungsgrundlagen. Bei der nun folgenden Berechnung von Verteilungsleitungen sind nur solche Anlagen in die Betrachtung gezogen, wie sie für industrielle Unternehmungen (Fabrikanlagen, Hafen- und Grubenanlagen usw.) in Frage kommen, während von der Behandlung einzelner Beleuchtungsstromkreise und ganzer Stadtnetze[1]) abgesehen wird, weil dieses nicht in den Rahmen des Werkes paßt.

Die Ermittelung des Querschnittes erfolgt entweder unter Zugrundelegung eines größten Spannungsverlustes oder auch eines höchsten Leistungsverlustes. Welche der beiden Methoden für die Berechnung einer Anlage bequemer bzw. zweckmäßiger ist, wird jedesmal besonders angegeben werden.

Die Führung der Leitung zu den einzelnen Stromverbrauchern bzw. der Anschluß derselben an ein Verteilungsnetz wird zumeist durch den Charakter der Anlage, den Aufstellungsort der Motoren und sonstigen Stromverbraucher bedingt sein, so daß die Leitungslängen als gegeben anzusehen sind. Man hat sich jedoch bei dem Entwurfe des Leitungsplanes nach Möglichkeit zu befleißigen, unter Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse und der Art des Betriebes den Strom auf dem kürzesten Wege dem Verbraucher zuzuführen, denn jeder Umweg, wenn solcher nicht mit Rücksicht auf in Aussicht genommene Erweiterungen oder später zu erwartende Verschiebungen in dem Aufstellungsorte der einzelnen Maschinen als geboten erscheint, verteuert die Anlagekosten, erhöht den Verlust und beeinflußt demzufolge den Wirkungsgrad der Anlage. Es ist daher schon hier mit Überlegung zu verfahren. Geringe Änderungen in der Länge der einzelnen Leitungsstrecken gegenüber dem Entwurfe, wie sie beim Bau der Anlage in der Regel nicht zu vermeiden sind, müssen insbesondere hinsichtlich der Leitungsquerschnitte ohne bedeutende Mehrkosten ausführbar sein, und es empfiehlt sich daher, die Querschnitte der Leitungen nicht zu knapp zu bemessen. Insbesondere muß bei den Hauptverteilungsleitungen stets auf Erweiterungen Bedacht genommen werden, sofern solche in absehbarer Zeit zu erwarten sind.

Aus dem Plane muß weiter der Aufstellungsort der einzelnen Motoren, die gewünschte oder erforderliche Beleuchtung, die Beschaffenheit und der Verwendungszweck der einzelnen Räume (trockene, feuchte Räume, Räume für Explosivkörper, chemische Arbeiten usw.) zu ersehen sein. Ferner soll derselbe auch einen Querschnitt der einzelnen Räume aufweisen, um die Länge der Steigleitungen ermitteln und die Beleuchtung prüfen zu können. Diese Raumquerschnitte sind besonders für die Festsetzung der Montagekosten von Wichtigkeit, denn es liegt auf der Hand, daß das Verlegen der Leitungen, zumal wenn starke Leiterquerschnitte vorkommen, in hohen Räumen wesentlich mehr Material, Zeit und Hilfskräfte erfordert als zu ebener Erde oder in niedrigen Gebäuden.

---

[1]) Siehe Herzog u. Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze.

Dienen die Motoren zum Betriebe von ausgedehnten Hebezeuganlagen (Hafenkräne, Verladeanlagen u. dgl.), bei denen die Belastung intermittierend ist[1]), also nur stets ein Teil aller angeschlossenen Motoren gleichzeitig läuft, während der andere Teil stillsteht, so wird der Leitungsquerschnitt anders bemessen werden können als bei Dauerbetrieb. Also auch die Art des Betriebes muß bekannt sein.

Mehrere Stromverbraucher innerhalb einer Anlage können nun zunächst nach zwei verschiedenen Formen zusammengeschaltet werden und zwar entweder in Reihe oder parallel zueinander.

b) Die Verbindung der Stromverbraucher miteinander (Reihen- und Parallelschaltung). Bei der Reihenschaltung (Serien- oder Hintereinanderschaltung) liegen alle Stromverbraucher hintereinander in einem Stromkreise. Die Fig. 1 läßt diese Art der Anordnung erkennen.

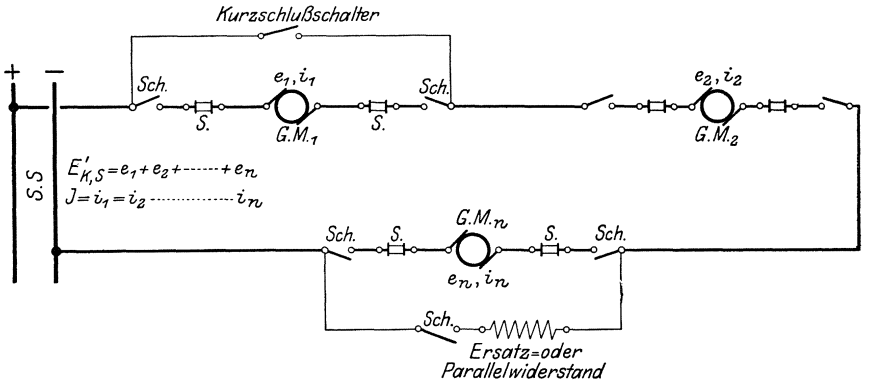


Fig. 1. Reihenschaltung der Stromverbraucher.

Handelt es sich z. B. um Gleichstrommotoren verschiedener Leistungen, und bezeichnet e_1, e_2, e_3, ... e_n die Klemmenspannung jedes derselben, i_1, i_2, i_3, ... i_n die entsprechende Stromstärke, so ist die Klemmenspannung an den Sammelschienen zunächst abgesehen vom Spannungsverluste in der Leitung:

$$E'_{k,S} = e_1 + e_2 + e_3 + \ldots + e_n , \tag{1}$$

und die den Stromkreis durchfließende Stromstärke:

$$J = i_1 = i_2 = i_3 = \ldots = i_n . \tag{2}$$

Der Vorteil der Reihenschaltung besteht demnach darin, daß an Material und Montage dadurch gespart wird, daß z. B. jeder Arbeitsraum einer Fabrik nur von einem starken Leitungsstrange durchzogen wird. Demgegenüber sind aber die Nachteile so bedeutend, daß man heute diese Schaltung mit Ausnahme bei Bahnmotoren eines Triebwagens und bei Bogenlampen nicht mehr anwendet. Diese Nachteile liegen darin, daß beim Stillsetzen eines Motors, Ausschalten einer Lampe,

[1]) Siehe I. Bd., S. 8, 29, 133.

plötzlichen Schmelzen einer Sicherung sofort der ganze Stromkreis unterbrochen wird. Will man dieses vermeiden, was selbstverständlich stets der Fall sein muß, so ist es notwendig, jedem Stromverbraucher entweder einen Kurzschlußschalter oder einen besonderen Widerstand parallel zu schalten. Beide Formen sind in Fig. 1 gezeichnet. Bei Anwendung des Kurzschlußschalters muß dann die Spannung an den Sammelschienen jedesmal um den Betrag geändert werden, den der abgeschaltete Stromverbraucher erforderte. Das ist ebenfalls umständlich und nur dort möglich, wo das Kraftwerk dem Besitzer der Verteilungsanlage selbst gehört, und überhaupt nur ein Leitungsstrang vorhanden ist, denn sonst würden sämtliche anderen Stromkreise mit in Leidenschaft gezogen werden. Wird der Parallelwiderstand gewählt, der entweder für jeden Motor oder an den Sammelschienen für alle Stromverbraucher gemeinsam vorhanden sein muß, so wird, wenn keine Spannungsänderung möglich ist, die zum Betriebe des ausgeschalteten Motors verfügbare elektrische Leistung nutzlos vernichtet. Diese Betriebsform ist naturgemäß wegen der Unwirtschaftlichkeit unbenutzbar.

Haben die in einem Leitungsstrange liegenden Motoren verschiedene Leistung, so müssen dieselben bei Reihenschaltung, weil die Stromstärke konstant ist, für verschiedene Spannungen gewickelt werden, was mit Rücksicht auf die Fabrikation, die Auswechselung, die Reserveteile usw. einen weiteren Nachteil bedeutet.

Schließlich sei noch auf das Verhalten der Motoren an sich bei Reihenschaltung hingewiesen, das nach den im I. Bd., S. 19 und 39 gegebenen Erklärungen für Gleichstrom-Hauptstrom- und Nebenschlußmotoren ebenfalls ungünstig ist.

Aus diesen Betrachtungen folgt somit, daß bei der Reihenschaltung eine Elastizität hinsichtlich des Zu- und Abschaltens beliebiger Stromverbraucher eines Leitungsstranges entweder gar nicht oder nur unwirtschaftlich und ungenügend erreicht werden kann. Deshalb kommt heute nur die Parallelschaltung zur Anwendung.

Auf S. 279 wird kurz noch die Reihenschaltung bei Gleichstromgeneratoren erwähnt, die vor wenigen Jahren allerdings wiederholt für die Zwecke der Kraftübertragung, und zwar um hohe Gleichstrom-Fernleitungsspannungen zu erzielen, benutzt wurde. Heute hat diese Form aber wohl kaum mehr Bedeutung, weil man neuerdings auch die Gleichstromgeneratoren selbst für verhältnismäßig hohe Spannungen bauen kann.

Bei der Parallelschaltung ist, wie schon aus der Benennung dieser Schaltung hervorgeht, jeder Stromverbraucher parallel zu den anderen an eine Hauptleitung angeschlossen. Die Fig. 2 bringt dieses zur Darstellung; sie bedarf keiner weiteren Erklärung.

Die Spannung an den Sammelschienen ist, wenn der Spannungsverlust in der Leitung wieder unberücksichtigt bleibt:

$$E'_{k,\,S} = e_1 = e_2 = e_3 = \ldots = e_n\,, \tag{3}$$

und die den Hauptleitungsstrang durchfließende Stromstärke:

$$J = i_1 + i_2 + i_3 + \ldots + i_n\,. \tag{4}$$

Beim Zu- oder Abschalten eines Stromverbrauchers ist daher die Spannung an den Sammelschienen nicht oder unter Berücksichtigung des in der Hauptleitung auftretenden Spannungsverlustes nur um einen geringen Betrag zu ändern, wenn es sich z. B. um einen sehr großen Motor

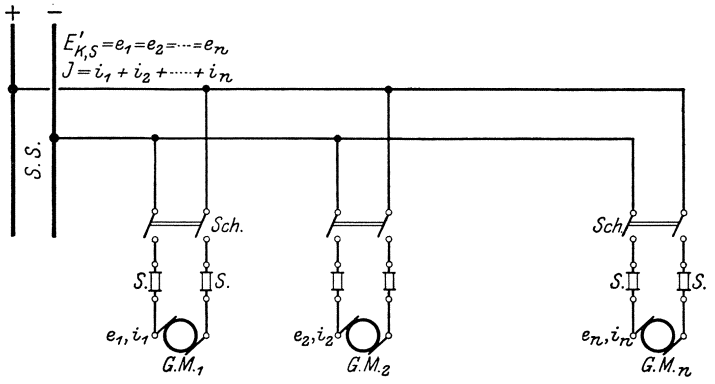


Fig. 2. Parallelschaltung der Stromverbraucher.

handelt, während andererseits die vom Generator zu erzeugende Leistung entsprechend erhöht werden muß bzw. herabgeht. Es ist also bei diesem System stets konstante Spannung an den Sammelschienen zu halten. Der größere Aufwand an Leitungsmaterial und Montagekosten bei der Parallelschaltung spielt gegenüber den vorteilhafteren Betriebsverhältnissen keine Rolle.

Die Vorzüge dieser Schaltung liegen demnach in der vollständigen und wirtschaftlichen Elastizität hinsichtlich des Ein- und Ausschaltens eines Stromverbrauchers oder ganzer Teile einer größeren Anlage und ferner in dem besseren und gegenseitig unabhängigen Arbeiten der Motoren.

Bei Wechselstrommotoren und Transformatoren kann aus leicht erklärlichen Gründen nur die Parallelschaltung Anwendung finden. Es ist deshalb im folgenden auch stets nur diese Schaltung der Stromverbraucher bei der Berechnung der Leitungsquerschnitte usw. vorausgesetzt.

c) Gemischte und reine Stromkreise. Hinsichtlich des Anschlusses einer größeren Anzahl von Stromverbrauchern der verschiedensten Art wie z. B. Glühlampen, Motoren usw. an eine Hauptleitung unterscheidet man nun ferner zwischen sog. „gemischten" und „reinen" Stromkreisen.

Die gemischten Stromkreise sind solche, von denen sowohl Motoren als auch Glühlampen gespeist werden, während an die reinen Stromkreise nur Motoren, nur Glühlampen usw. angeschlossen sind. Wird der Querschnitt der Hauptleitung bei gemischten Stromkreisen nicht reichlich stark, d. h. der Spannungsverlust (siehe d) nicht besonders gering bemessen, dann ist mit dem Zu- und Abschalten eines oder mehrerer Motoren je nach der Größe derselben stets ein Schwanken des Lichtes verbunden, was in vielen Fällen zum mindesten störend wirkt,

wenn nicht überhaupt unzulässig ist. Außerdem leiden die Glühlampen unter schwankenden Spannungsverhältnissen je nach der Art des Leuchtfadens mehr oder weniger; sie verlieren schon nach verhältnismäßig kurzer Zeit an Lebensdauer und Leuchtkraft. Die neueren Metallfadenlampen sind nach dieser Richtung nicht ganz so empfindlich wie die Kohlenfadenlampen, weil die Metallfäden einen günstigeren Temperaturkoeffizienten besitzen. Es empfiehlt sich daher, in solchen Fällen Erkundigungen über die Empfindlichkeit der Lampen einzuziehen, damit Unzuträglichkeiten nach der Inbetriebsetzung der Anlage vermieden werden.

Ein weiterer Nachteil der gemischten Stromkreise ist der, daß beim Durchbrennen der Hauptsicherungen z. B. durch plötzliche unerwartete Überlastung eines Motors auch das Licht erlöscht. Das kann zu den unliebsamsten Störungen, zu Betriebsunfällen u. dgl. führen, wenn etwa die Glühlampen und Motoren in einem Arbeitssaale einer Fabrikanlage, auf einer Grubenstrecke usw. gemeinsam von einer Leitung gespeist werden. Der Vorteil der geringeren Anlagekosten könnte sich dadurch unter Umständen in das Gegenteil verwandeln. Es gelte daher für die Aufstellung des Entwurfes einer Verteilungsanlage als Regel, daß für Motoren und Beleuchtung stets getrennte Stromkreise gewählt werden, und daß auch nach Möglichkeit die Beleuchtung eines Raumes, sofern sie größeren Umfang besitzt, von mehreren Hauptleitungen zu speisen ist. Nur so wird man von Störungen innerhalb einer Hauptleitung unabhängig.

Wird die elektrische Energie von einem Elektrizitätswerke oder einer Überlandzentrale bezogen, so zwingen zur Anlage reiner Motor- und Beleuchtungsstromkreise in der Mehrzahl der Fälle schon die verschiedenen Preise für die KW-Stunde, die für Kraft niedriger sind als für Licht.

Für Bogenlampen sind stets besondere Leitungen zu verlegen, an die andere Stromverbraucher insbesondere Glühlampen nicht angeschlossen werden dürfen, weil beim selbständigen Regulieren der Bogenlampen immer Spannungsschwankungen hervorgerufen werden. Hierauf ist ganz besonders in Gleichstrom-Dreileiternetzen und in Drehstromanlagen zu achten. Durch die Querschnittsbemessung allein wird ein Zucken der Glühlampen nicht verhindert. Auch durch Beruhigungswiderstände oder Spannungstransformatoren bei Wechselstrom kann hier keine Abhilfe geschaffen werden.

In Fig. 3 ist nun eine kleinere Fabrikanlage skizziert, und es sind die Stromkreise für Motoren, Bogenlampen und Glühlampen eingetragen. Aus dem Verlaufe der einzelnen Leitungen ist zu erkennen, in welcher Form die Licht- und Kraftanschlüsse zu Stromkreisen zusammenzuziehen sind. Dieses Beispiel soll etwas eingehender besprochen werden, um an demselben zu zeigen, nach welchen Gesichtspunkten ungefähr der Leitungsplan für eine solche Anlage zu entwerfen ist.

Es handelt sich um eine Werkstatt, in der Elektromotoren aufzustellen und elektrische Beleuchtung einzurichten sind. Die Plätze für die Motoren gelten von vornherein als gegeben. Es sind ferner eine

größere Anzahl von Einzelarbeitsstellen vorhanden. Der mittlere Teil des Arbeitssaales dient zu Montagezwecken. Auf dem geräumigen Hof befinden sich Materiallager und Stapelplätze. Der Strom wird von einem fremden Elektrizitätswerke geliefert, das für Kraft und Licht nur eine Leitung hat, aber gesonderte KW-Stundenpreise berechnet.

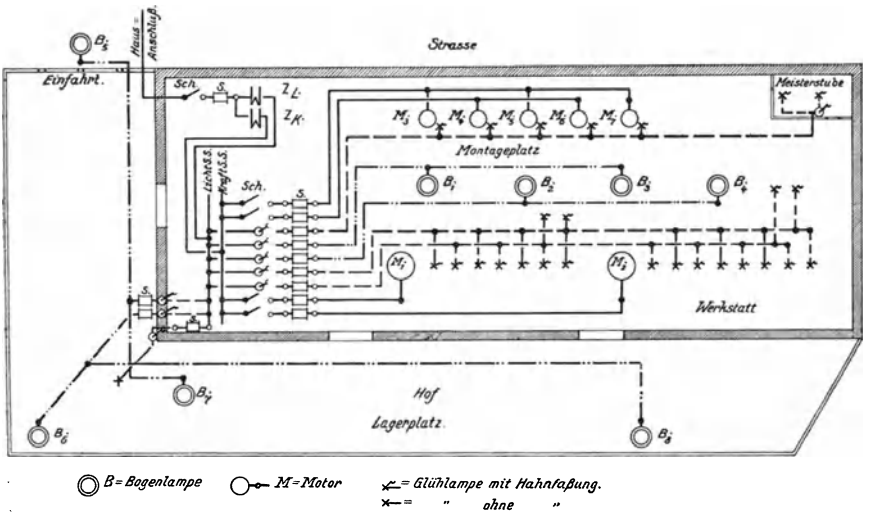


Fig. 3. Leitungsplan für die elektrische Kraft- und Lichtanlage in einer Fabrik.

Die Motoren M_1. und M_2. dienen zum Antriebe großer, getrennter Transmissionsstränge und werden zweckmäßig mit gesonderten Zuleitungen an die Kraft-Sammelschienen angeschlossen, um keine zu starken Leiterquerschnitte zu erhalten. Die Motoren M_3. bis M_7. sind dagegen mit den Arbeitsmaschinen zusammengebaut. Wegen leichterer Erweiterungsfähigkeit, geringerer Querschnitte und möglichster Unabhängigkeit der motorischen Antriebe voneinander sind hier zwei Stromkreise vorgesehen, an die die Motoren abwechselnd angeschlossen werden. Das ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn es sich z. B. um Drehstrom-Kurzschlußankermotoren handelt, und der Betrieb ein häufiges Ein- und Ausschalten notwendig macht, weil dann unter Umständen der Spannungsabfall infolge der hohen Anlaufstromstärken zu groß werden und das Arbeiten der anderen Motoren beeinflussen würde. Welcher Mehraufwand an Leitungsmaterial und Montage dabei in Frage kommt, ist natürlich zu prüfen und dann das zweckmäßigste — also entweder nur ein oder aber zwei Stromkreise — unter Berücksichtigung aller genannten Gesichtspunkte zu wählen.

Jeder Motor muß selbstverständlich für sich ausschaltbar und gesichert sein. Die Sicherungen *S.* und Schalter *Sch.* am Anfange der einzelnen Stromkreise haben nur den Zweck, einmal die Sammelschienen und damit die Hauptsicherung in der Hausanschlußleitung vor Kurzschlüssen in den einzelnen Verteilungsstromkreisen zu schützen, und ferner jede

Verteilungsleitung für sich spannungslos machen zu können, ohne andere Teile der Anlage oder gar den Hauptschalter ausschalten zu müssen[1]).

Die Beleuchtung im Arbeitssaale soll durch Bogenlampen für das allgemeine Lichtbedürfnis und besonders für die Montagestellen und durch Glühlampen für die einzelnen Arbeitsplätze (Schraubstöcke, Drehbänke, Bohr- und Fräsmaschinen usw.) geschehen.

Von den Bogenlampen brennen stets zwei zusammen und zwar B_1., B_3. und B_2., B_4. Diese Schaltung ist gewählt worden, um möglichste Ersparnis im Stromverbrauche zu erzielen und zwar dadurch, daß je nach den Arbeitsverhältnissen der eine oder der andere Stromkreis eingeschaltet wird. Lichtschwankungen beim Regulieren oder plötzliches Verlöschen und erneuten Anspringen der Lampen machen sich ferner bei dieser Unterteilung auf einem Arbeitsplatze nicht ebenso stark bemerkbar, als wenn B_1., B_2. und B_3., B_4. zusammen brennen würden. Schließlich kann bei richtiger Verteilung der vier Lampen über den Raum auch beim Brennen von nur zwei Stück eine ausreichende allgemeine Beleuchtung des Saales erzielt werden, wenn z. B. der Montageplatz nicht über seinen ganzen Raum mit Arbeiten voll belegt ist.

Die Glühlampen über den einzelnen Arbeitsplätzen erhalten am billigsten und vorteilhaftesten Hahnfassungen. Sie sind ähnlich den Motoren M_3. bis M_7. abwechselnd an einen der beiden Stromkreise angeschlossen. Mit wieviel Lampen eine solche Verteilungsleitung belastet werden darf, hängt davon ab, ob Metallfaden- oder Kohlenfadenlampen gewählt werden und ferner, welchen Querschnitt die Abzweigleitung bis zur Lampe also z. B. die Leitung, die in dem Rohre eines Lampenpendels liegt, besitzt. Da diese letztere in der Regel schwächer ist als die Hauptleitung, so ist die Stromstärke durch die Belastungsfähigkeit der Abzweigleitung begrenzt, um nicht an jeder Abzweigstelle eine Sicherung einschalten zu müssen, was erforderlich ist, wenn die Vorschriften des V. D. E. maßgebend sein sollen[2]).

Die Stromkreise für die Hofbeleuchtung, die ebenfalls durch Bogenlampen erfolgen soll, sind nach ähnlichen Erwägungen gewählt worden wie für den Arbeitssaal. Es brennen B_5, B_7. und B_6, B_8. zusammen. Dabei muß aber B_7. so an der Gebäudeecke aufgehängt sein, daß sie sowohl nach dem Eingange als auch nach dem hinteren Teile des Hofes leuchtet. Die in Fig. 3 bei B_7. gezeichnete Glühlampe dient zur Nachtbeleuchtung und erhält deswegen einen Schalter, der außen am Gebäude montiert ist. In der Anlage teuerer wäre die Benutzung von hochkerzigen Metallfadenlampen, die hier ferner auch deswegen nicht gewählt worden ist, weil Bogenlampen schon in den Arbeitssälen verwendet werden.

[1]) Es sei auch auf das im I. Bd., S. 23 und 43 über diese Punkte Gesagte verwiesen.

[2]) Die Verbandsvorschriften für die Errichtung und den Betrieb elektrischer Starkstromanlagen von 1914 besagen in § 14 Absatz f: „Bei Querschnittsverkleinerungen sind in den Fällen, wo die vorhergehende Sicherung (in dem Falle der Fig. 3 die Sicherung an den Sammelschienen) den schwächeren Querschnitt schützt, weitere Sicherungen nicht mehr erforderlich."

Schließlich ist noch einiges über den Hausanschluß zu sagen. Wie bereits auf S. 8 erwähnt, soll das Elektrizitätswerk keine getrennten Leitungen für Kraft und Licht besitzen. Das ist wohl stets der Fall, wenn nicht aus ganz besonderen Gründen eine Leitung für Kraftstrom nachträglich verlegt wird, um z. B. starke Stromschwankungen von der Lichtleitung, die auch fremde Abnehmer mit Energie versorgt, fernzuhalten. Der Querschnitt der Hauptleitung muß stets reichlich bemessen werden, um nicht schon bei geringfügigen Erweiterungen in der Verteilungsanlage Zusatzleitungen beim Hausanschluß verlegen zu müssen. Da für Licht- und Kraftstrom ferner zwei verschiedene Preise zu zahlen sind, müssen zwei Zähler Z_L. und Z_K. eingebaut werden, die hinter den Hauptschalter *Sch.* und die Hauptsicherungen *S.* zu legen sind.

Natürlich ist in Fig. 3 nur ein kleines Beispiel für die Projektierung einer Verteilungsanlage gegeben. Die Ausführungsmöglichkeiten sind so außerordentlich mannigfaltig, daß es unmöglich ist, hier auch nur einigermaßen erschöpfende Angaben zu machen. Immerhin aber wird der Leser aus den gegebenen Erörterungen allgemeine Schlüsse ziehen und manches sinngemäß auf andere Fälle übertragen oder für andere Gelegenheiten mitbenutzen können.

d) Der Spannungsverlust. Als Spannungsverlust bezeichnet man den Unterschied zwischen der Spannung $E'_{k,S}$ an den Sammelschienen und $E_{k,S}$ an den Stromverbrauchern, der infolge des Stromdurchganges durch die Verbindungsleitungen auftritt, also:

$$\varepsilon = E'_{k,S} - E_{k,S} = J \cdot W_l \,, \qquad (5)$$

W_l = Leitungswiderstand.

Derselbe ist von dem Querschnitte, der Länge und dem Material der Leitungen abhängig und ändert sich proportional mit der Belastung. Über die Berechnung von ε wird in den einzelnen Kapiteln jedesmal besonders gesprochen werden, weil dieselbe je nach der Stromart verschieden ist und bei Wechselstrom durch die Erscheinungen der Selbstinduktion und Kapazität beeinflußt wird. Es soll indessen schon hier einiges ganz allgemeiner Art über die Höhe des zuzulassenden Spannungsverlustes Erwähnung finden und zwar mit Rücksicht auf die an eine Hauptleitung angeschlossenen Stromverbraucher.

Unter der Voraussetzung, daß eine künstliche Regelung der Spannung an den Sammelschienen nicht erfolgt, kann man den Spannungsverlust d. h. den Verlust, der durch den Ohmschen Widerstand der Leitungen verursacht wird, etwa in folgenden Grenzen wählen:

für reine Motorstromkreise . . . . . $\varepsilon_M = 5$ bis 10%,
für reine Beleuchtungsstromkreise . . . . . $\varepsilon_B = 2$ bis 2,5%,
für gemischte Stromkreise je nach den in der Mehrzahl vorhandenen Stromverbrauchern einer Art und den Forderungen für gleichmäßiges Licht . . . . $\varepsilon = 2$ bis 3%.

Die unteren Werte dieser Zusammenstellung gelten bei hohen Strompreisen und hohen Spannungen, während die oberen Werte im umgekehrten Falle zu benutzen sind.

Ist der Querschnitt einer Verteilungsleitung nach dem Spannungsverluste ermittelt, so ist ferner zu prüfen, ob die Strombelastung der Leitung nicht zu hoch ist, d. h. ob keine unzulässige Erwärmung befürchtet werden muß. Der V. D. E. hat nach dieser Richtung besondere Normalien[1]) aufgestellt, die für Deutschland maßgebend sind und auch durch die Feuerversicherungsgesellschaften vorgeschrieben werden. In den nachfolgenden Beispielen wird auf diesen Umstand jedesmal noch besonders hingewiesen.

Liegen eine Anzahl von Motoren verschiedener Leistungen in einem Stromkreise, so kommt es weiter darauf an, ob, wie auf S. 8 bereits erwähnt, ein häufiges Zu- und Abschalten einzelner Motoren eintritt, und wie groß die jedesmaligen Anlaufströme sind, denn bei Anlauf unter Vollast können durch letztere so starke Spannungsabfälle in den Zuleitungen hervorgerufen werden, daß die im Betriebe befindlichen Motoren in ihrer Drehzahl und Zugkraft stark abfallen. Also auch nach dieser Richtung hat sich die Bestimmung des Leitungsquerschnittes zu erstrecken. Gegebenenfalls sind für größere Motoren getrennte Zuleitungen zu wählen. Besonders empfindlich sind die Gleichstrom-Nebenschlußmotoren gegen Spannungsschwankungen dann, wenn sie mit schwachgesättigtem Felde arbeiten (I. Bd., S. 27). Auch bei Drehstrommotoren ist hierauf besonders zu achten, weil das Drehmoment derselben sich proportional mit dem Quadrate der Spannung ändert (I. Bd., S. 53).

Bei sehr großen Lastschwankungen (Förderanlagen, schwere Werkzeugmaschinenbetriebe, Walzenstraßen) werden die Spannungsschwankungen vorteilhafter durch Hilfsmaschinen, Pufferbatterien u. dgl. ausgeglichen (siehe 22. Kapitel). Die Verteilungsleitungen für derartige Betriebe werden für die normale Vollaststromstärke der Motoren und unter Zugrundelegung des für reine Motorstromkreise gültigen Spannungsverlustes berechnet und die Leitungsquerschnitte nur hinsichtlich ihrer Strombelastung nach den Verbandsvorschriften geprüft.

Bei reinen Beleuchtungsstromkreisen entspricht $\varepsilon_B = 2\%$ einem Erfahrungswerte, der sich darauf gründet, daß beim Löschen oder Einschalten einer größeren Anzahl von Lampen ein Zucken des Lichtes der brennenden Lampen auf das Auge noch nicht störend wirkt.

Für Gleichstrom-Dreileiteranlagen, an deren Außenleitern Motoren und an deren beiden Netzhälften gleichzeitig Beleuchtungsstromkreise angeschlossen sind, wird der Spannungsverlust, sofern die Motoren häufiger ein- und ausgeschaltet werden, nur $0{,}75 \cdot \varepsilon_B$ angenommen, weil andernfalls die Spannungsschwankungen bei Belastungsänderung auf das Licht zu merkbar werden (siehe S. 29).

3. Die Gleichstrom-Verteilungsleitungen.

a) Die offenen Leitungen. Hierunter sind alle solche Leitungsstränge zu verstehen, die nach Fig. 4 nur von einer Seite gespeist werden und

[1]) Vorschriften für die Errichtung elektrischer Starkstromanlagen und Normalien für Leitungen des V. D. E.

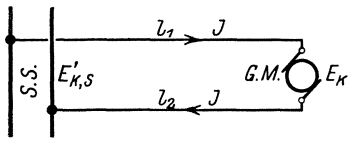


Fig. 4. Offener Gleichstrom-Leitungsstrang (zweipolige Darstellung).

mit dem Anschluß des letzten Stromverbrauchers ihr Ende erreicht haben. Bei der Berechnung einer von Gleichstrom durchflossenen Leitung tritt nur eine charakteristische Größe in elektrischer Hinsicht in die Erscheinung, und zwar ist das der Ohmsche Widerstand.

Bezeichnet:

l die Länge der einfachen Leitung in Metern d. h. die Entfernung von den Sammelschienen bzw. von einem bestimmten Punkte bis zum Stromverbraucher,

$\mathscr{L}$ die Gesamtleitungslänge (Hin- und Rückleitung) in Metern,

q den Querschnitt der Leitung in mm^2,

ϱ den spezifischen Widerstand des Leitungsmaterials,

so ist bekanntlich für Fig. 4 der Ohmsche Widerstand der Hin- und Rückleitung:

$$W_l = \frac{2 \cdot l}{q} \varrho = \frac{\mathscr{L}}{q} \varrho \,,$$

worin also:

$$2\,l = l_1 + l_2 = \mathscr{L} \,;$$

der Spannungsverlust bei einer die Leitung durchfließenden Stromstärke J ergibt sich dann zu:

$$\varepsilon = \frac{\mathscr{L} \cdot J}{q} \varrho \,. \tag{6}$$

Besteht die Leitung aus Kupfer, und ist die Belastung also J bekannt, so errechnet sich, wenn die Höhe des Spannungsverlustes angenommen wird, der Querschnitt:

$$q = \frac{\mathscr{L} \cdot J}{\varepsilon} 0{,}0175 \text{ (für Kupfer).}$$

Um nun nicht mit den umständlichen Dezimalstellen bei ϱ zu rechnen, benutzt man einfacher den reziproken Wert der Leitfähigkeit λ, so daß also zu setzen ist für $\varrho = \frac{1}{\lambda}$. Die Gl. (6) kann infolgedessen für Kupfer geschrieben werden:

$$q = \frac{\mathscr{L} \cdot J}{57 \cdot \varepsilon} \,. \tag{7}$$

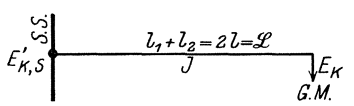


Fig. 5. Offener Gleichstrom-Leitungsstrang (einpolige Darstellung).

Hinsichtlich der zeichnerischen Darstellung von Stromkreisen soll ferner die bekannte Vereinfachung durch das sog. einpolige Schaltbild (Fig. 5), wie es schon im I. Bd., S. 281 angewendet worden ist, auch hier durchweg benutzt werden.

Die einfache Form des Stromkreises nach Fig. 4 kommt nur selten und zwar in der Regel nur für einzelne große Motoren vor. In der Mehrzahl der Fälle werden eine ganze Reihe von Stromverbrauchern parallel an eine durchgehende Hauptleitung angeschlossen entsprechend der Fig. 6. In diesem Fall ist es am zweckmäßigsten, für eine solche

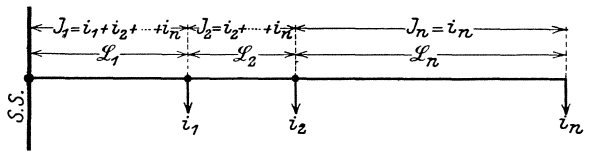


Fig. 6. Mehrfach belastete offene Gleichstromleitung.

Hauptleitung, die wie leicht einzusehen bei gleichem Spannungsverluste für die einzelnen Abschnitte aus verschiedenen Querschnitten zusammengesetzt sein müßte, weil die Stromstärken wechseln, nur einen durchgehend gleichen Querschnitt bis zum letzten Stromverbraucher zu verlegen. Das hat die Vorteile, daß erstlich die Montage und die Materialbeschaffung einfacher wird. Ferner können Sicherungen gespart werden, weil andernfalls bei der Querschnittabstufung nach den Vorschriften des V. D. E.[1]) der geringere Querschnitt wiederum gesichert werden müßte. In den nun folgenden Erörterungen ist daher auch stets nur ein gleichbleibender Querschnitt für die Hauptleitungen den Berechnungen zugrunde gelegt.

Werden in Fig. 6 mit $\mathscr{L}_1$, $\mathscr{L}_2$, $\mathscr{L}_3 \ldots \mathscr{L}_n$ die einzelnen Leitungslängen zwischen je zwei Abzweigungen und mit i_1, i_2, $i_3 \ldots i_n$ die Ströme der einzelnen Anschlüsse bezeichnet, so ist der Querschnitt der Hauptleitung[2]) aus (Gl. 8) zu ermitteln:

$$q_h = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon_h} \sum_1^n J \cdot \mathscr{L} , \tag{8}$$

worin:

$$\begin{aligned} J_1 &= i_1 + i_2 + \ldots + i_n \\ J_2 &= \quad i_2 + \ldots + i_n \\ J_n &= \quad\quad\quad i_n . \end{aligned}$$

[1]) Siehe Fußnote auf S. 9.

[2]) Die Gl. (8) ist folgendermaßen gefunden worden: Der Spannungsverlust am Ende der Hauptleitung ist:

$$\varepsilon_h = \frac{1}{\lambda}\left[\frac{J_1 \cdot \mathscr{L}_1}{q_1} + \frac{J_2 \cdot \mathscr{L}_2}{q_2} + \ldots + \frac{J_n \cdot \mathscr{L}_n}{q_n}\right],$$

oder da:

$$q_1 = q_2 = \ldots = q_n = q_h$$

sein soll, so folgt:

$$\varepsilon_h = \frac{1}{\lambda \cdot q_h}\left[J_1 \cdot \mathscr{L}_1 + J_2 \cdot \mathscr{L}_2 + \ldots + J_n \cdot \mathscr{L}_n\right],$$

und daraus:

$$q_h = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon_h} \sum_1^n J \cdot \mathscr{L} .$$

Wird der Spannungsverlust ε_h in der Hauptleitung gewählt, so findet man den Spannungsverlust an den einzelnen Abzweigungen, dessen Größe bekannt sein muß, um die Querschnitte der letzteren berechnen zu können, aus der Gl. (7):

$$\varepsilon_h = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \ldots + \varepsilon_n$$

$$\varepsilon_1 = \frac{J_1 \cdot \mathcal{L}_1}{\lambda \cdot q_h}, \quad \varepsilon_2 = \frac{J_2 \cdot \mathcal{L}_2}{\lambda \cdot q_h} + \varepsilon_1 \quad \text{usw.}$$

Das folgende Beispiel wird den Gang der Rechnung klar erkennen lassen.

1. Beispiel. Die Hauptleitung in einem Maschinensaale ist in der in Fig. 7 angegebenen Form durch Nebenschlußmotoren belastet. An den Sammelschienen steht eine Spannung von 220 Volt zur Verfügung, die nicht geändert werden kann.

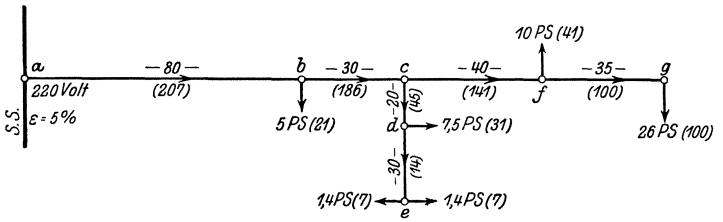


Fig. 7.

Die Motoren sollen mit Rücksicht auf die leichtere Auswechselbarkeit für andere, bereits vorhandene Motoren und nach den Normalien des V. D. E. für eine Klemmenspannung von ebenfalls 220 Volt gewickelt sein. Es wird vorgeschrieben, daß der Motor am Ende der Leitung dann, wenn die Hauptleitung voll belastet ist, höchstens eine um 5% geringere Spannung erhalten darf. Der hierdurch bedingte Drehzahlabfall (siehe I. Bd., S. 27) sei für die anzutreibende Maschine noch zulässig.

Aus der Tab. I ist die Stromstärke jedes Motors nach der Gleichung

$$J = \frac{736 \cdot L_{PS}}{E_K \cdot \eta_M}$$

zu ersehen:

Tabelle I.

Nr.	Motorleistung PS	Wirkungsgrad η_M	Stromstärke J
1	5	0,80	21
2	7,5	0,81	31
3	1,4	0,70	7
4	1,4	0,70	7
5	10	0,82	41
6	26	0,86	100

In Fig. 7 sind die tatsächlichen Leitungslängen also die doppelte Entfernung $= 2\,l = \mathcal{L}$ eingetragen. Somit ergibt sich für:

Strecke $\overline{a\,b}$	$J_1 \cdot \mathcal{L}_1 =$	$(21 + 45 + 41 + 100) \cdot 80 =$	16 560
„ $\overline{b\,c}$	$J_2 \cdot \mathcal{L}_2 =$	$(45 + 41 + 100) \cdot 30 =$	5 580
„ $\overline{c\,f}$	$J_5 \cdot \mathcal{L}_5 =$	$(41 + 100) \cdot 40 =$	5 640
„ $\overline{f\,g}$	$J_5 \cdot \mathcal{L}_6 =$	$100 \cdot 35 =$	3 500
		$\Sigma J \cdot \mathcal{L} =$	31 280

und daraus bei $\varepsilon_h = 0{,}05 \cdot 220 = 11$ Volt der Querschnitt der Hauptleitung:

$$q_h = \frac{31\,280}{57 \cdot 11} \cong 50 \text{ mm}^2 .$$

Dieser Querschnitt ist noch auf seine Zulässigkeit hinsichtlich der Strombelastung bei Dauerbetrieb, der hier angenommen werden soll, nach den V. D. E.-Normalien zu prüfen. Soll die Leitung als Kabel ausgeführt werden, das im Erdboden eingebettet ist, so ist der Querschnitt zulässig. Wird indessen Gummiaderleitung oberirdisch z. B. an der Wand oder an der Decke auf Porzellanrollen bzw. in Rohr verlegt, so muß q_h zum mindesten für die Strecken $\overline{ab}$ und $\overline{bc}$ auf 70 mm² erhöht werden, während auf den Strecken $\overline{cf}$ und $\overline{fg}$ 50 mm² ausreichen würden. Trotzdem ist es empfehlenswert, durchweg 70 mm² zu wählen, einmal um wegen des vorgeschriebenen Spannungsverlustes nicht ängstlich an die Längen gebunden zu sein und ferner, um bequemer diesen oder jenen Motor später einmal gegen einen größeren auswechseln zu können. Das letztere wäre bei 70 mm² Querschnitt allerdings nur dann statthaft, wenn die Leitung dabei nie längere Zeit hindurch voll belastet werden würde, denn 70 mm² dürfen bei der oberirdischen Verlegungsart nur mit 200 Amp. im Dauerbetriebe beansprucht werden.

Ein Einwand, der noch dahin gemacht werden könnte, daß bei 70 mm² eine gewisse Materialverschwendung vorhanden sein würde, ist durch folgende Kostenberechnung zu entkräftigen.

Der Preis betrage:

für 1000 m 50 mm² M. 1600,—
„ 1000 m 70 mm² M. 2150,—,

so errechnet sich der Preisunterschied:

bei 185 m 70 mm² =		397,75
oder 110 m 70 mm² =	M. 236,50	
und 75 m 50 mm² =	M. 120,—	356,50
	zu M.	41,25

ein Betrag, der mit Rücksicht auf die genannten Vorteile belanglos ist, zumal beträchtlich höhere Montagekosten kaum in Frage kommen.

Der Querschnitt für die Leitungsstrecke $\overline{ce}$ wird auf die gleiche Weise gefunden, und zwar ist:

$$\text{Strecke } \overline{cd} = J_3 \cdot \mathcal{L}_3 = (31 + 7 + 7) \cdot 20 = 900$$
$$\text{„ } \overline{de} = J_4 \cdot \mathcal{L}_4 = (7 + 7) \cdot 30 = 420$$
$$\Sigma J \cdot \mathcal{L} = 1320$$

$$q_{\overline{ce}} = \frac{1320}{57[\varepsilon_h - (\varepsilon_1 + \varepsilon_2)]} ,$$

$$\varepsilon_1 = \frac{16\,500}{57 \cdot 70} = 4{,}15 ,$$

$$\varepsilon_2 = \frac{5580}{57 \cdot 70} = 1{,}40 ,$$

$$q_{\overline{ce}} = \frac{1320}{57 \cdot 5{,}45} = 4{,}25 \text{ mm}^2 .$$

Auch dieser Querschnitt müßte wegen der Überschreitung der zulässigen Strombelastung für den mm² verstärkt und zwar bis auf 10 mm² aufgerundet werden. Da aber die beiden 1,4-PS-Motoren intermittierend arbeiten sollen, so ist ein Querschnitt von 6 mm² zu wählen.

Dieses Beispiel wurde mit Absicht ausführlicher gehalten, um daran zu zeigen, unter welchen Gesichtspunkten die Querschnittsermittelung nach Rechnung und nach Betriebsvorschriften vorgenommen werden muß.

Eine andere Verteilung der Stromverbraucher auf einen Hauptleitungsstrang ist öfter bei Hafenanlagen (Kräne), Anlagen in Spinnereien und Webereien und ähnlichen Betrieben zu finden und zwar insofern, als die einzelnen Abzweigungen bei gleichen Zweigströmen in gleichen oder annähernd gleichen Abständen zueinander liegen (Fig. 8). Es wird auch hier zweckmäßig nur ein durch-

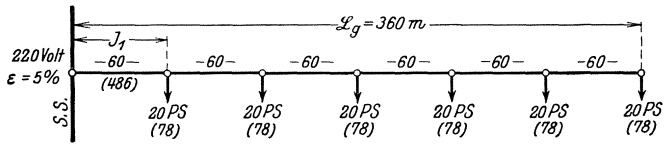


Fig. 8. Offene Gleichstromleitung mit gleichmäßig verteilter Belastung.

gehend gleicher Querschnitt für die Hauptleitung verlegt. Derselbe wird aus Gl. (9) gefunden[1]):

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{a}}{2} \cdot \frac{J_1 \cdot \mathcal{L}_g}{\lambda \cdot \varepsilon_h}, \tag{9}$$

worin a die Anzahl der Anschlüsse und $\mathcal{L}_g$ die ganze Entfernung (Fig. 8) bezeichnet. J_1 ist $= a \cdot i$ (i = Stromstärke einer Abzweigung).

2. Beispiel. An der Ladestelle eines Hafens sollen 6 Kräne mit je einem 20-PS-Hauptstrommotor in einer Entfernung von je 30 m ($\mathcal{L} = 60$ m) aufgestellt werden. Der Strom steht aus einem öffentlichen Elektrizitätswerke mit 220 Volt am Hafenanfange zur Verfügung.

Der Spannungsverlust bis zum letzten Kran soll bei vollbelasteter Leitung wiederum 5% nicht überschreiten.

Demnach ist nach Gl. (9)

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{6}}{2} \cdot \frac{6 \cdot 78 \cdot 360}{57 \cdot 11} = 157 \text{ mm}^2 .$$

Dieser Querschnitt wird auf den nächsten Normalquerschnitt, d. i. 150 mm², abgerundet, der auch mit Rücksicht auf die Strombelastung zulässig ist, weil die Leitung als unterirdisches Kabel verlegt werden muß.

---

[1]) Ableitung der Gl. (9): Es wäre nach Gl. (8):

$$q_h = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon_h} \sum_1^n J \cdot \mathcal{L} ,$$

oder da:

$$\mathcal{L} = \frac{\mathcal{L}_g}{a} \quad \text{und} \quad \sum_1^n J = [a + (a-1) + (a-2) + \ldots + 2 + 1] \cdot i ,$$

sowie:

$$J_1 = a \cdot i ,$$

so geht Gl. (9) über in die Form:

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{a}}{2} \cdot \frac{J_1 \cdot \mathcal{L}_g}{\lambda \cdot \varepsilon_h} .$$

Da Kranmotoren intermittierend arbeiten, so sind für die endgültige Querschnittsbemessung noch einige andere Erwägungen anzustellen. Zunächst fragt es sich, ob man überhaupt die Vollaststromstärke in die Gl. (9) einsetzen soll. Das ist stets empfehlenswert, weil es besonders im Hafenbetriebe Zeiten gibt, in denen Tag und Nacht gearbeitet werden muß, und eine Störung des Betriebes durch eine Kabelverletzung außerordentlich unangenehm sein kann. Ferner kann man nur so die Schwankungen der Stromstärke infolge Abschalten eines Motors, Anfahren zweier anderer Motoren usw. berücksichtigen. Wird dagegen die Forderung gestellt, daß z. B. bei Vollbetrieb von vier Motoren die äußersten Motoren 5 und 6 mit 1,5-facher Stromstärke anlaufen müssen, ohne daß der Spannungsverlust 5% überschreitet, dann hat die Querschnittsberechnung normal nach Gl. (8) zu erfolgen. Allerdings sind die Gleichstrom-Hauptstrommotoren gegenüber Spannungsschwankung nicht besonders empfindlich, weil die Drehzahl und das Drehmoment praktisch unabhängig von der Klemmenspannung sind, wie das im I. Bd., S. 4 näher erläutert worden ist.

Da Betriebsstörungen an den Kabeln, wie schon angedeutet, nicht vorkommen dürfen, so legt man die beiden Leitungen nicht dicht nebeneinander in denselben Kabelgraben, sondern zieht vorteilhafter jedes Kabel in ein besonderes Ton- oder Zementrohr (S. 252) ein, um vollständige Poltrennung zu erreichen. Erdschlüsse können sich dann nicht zu Kurzschlüssen ausbilden, und die Vornahme von Ausbesserungen, die Prüfung u. dgl. sind bequemer und schneller ausführbar.

Neben diesen einfachen Leitungsanlagen treten nun aber z. B. in Fabrikanlagen auch Verzweigungen der Hauptleitungen ähnlich der in Fig. 9 dargestellten Form auf. Für die Querschnittsbemessung wird dann zumeist die Bedingung gestellt, daß in den Punkten C und D gleiche Spannung herrschen soll.

Die Entwicklung der Gleichungen zur Querschnittsberechnung für diesen Fall ist nicht ganz so einfach, wie für die bisher betrachteten Leitungsstränge.

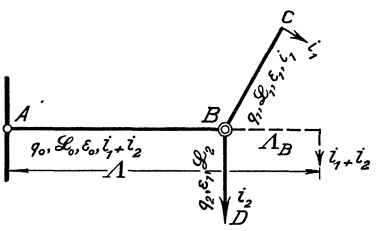


Fig. 9. Verzweigtes Leitungsnetz.

Bezeichnet ε_0 den Spannungsverlust in der Strecke $\overline{AB}$ und ε_1 denjenigen, der sowohl in $\overline{BC}$ als auch in $\overline{BD}$ auftreten darf, damit die Bedingung gleicher Spannungen in den Punkten C und D erfüllt ist, also $\varepsilon_{max} = \varepsilon_0 + \varepsilon_1$ und entsprechend q_0, $\mathscr{L}_0$, q_1, $\mathscr{L}_1$, q_2, $\mathscr{L}_2$ die Querschnitte bzw. Leitungslängen der einzelnen Teilstrecken nach Fig. 9, so ist:

$$\varepsilon_1 = \frac{\mathscr{L}_1 \cdot i_1}{\lambda \cdot q_1} = \frac{\mathscr{L}_2 \cdot i_2}{\lambda \cdot q_2}.$$

Man kann also die beiden Leitungsstücke $\overline{BC}$ und $\overline{BD}$ durch einen Leiter Λ_B ersetzen, in welchem derselbe Spannungsverlust ε_1 auftritt; demnach ist:

$$\varepsilon_1 = \frac{\Lambda_B (i_1 + i_2)}{\lambda \cdot q_x} = \frac{\mathscr{L}_1 \cdot i_1}{\lambda \cdot q_1} = \frac{\mathscr{L}_2 \cdot i_2}{\lambda \cdot q_2}.$$

Daraus folgt:

$$q_1 = \frac{\mathscr{L}_1 \cdot i_1 \cdot q_x}{\Lambda_B (i_1 + i_2)}$$

bzw.

$$q_2 = \frac{\mathscr{L}_2 \cdot i_2 \cdot q_x}{\Lambda_B (i_1 + i_2)}.$$

Nach der Voraussetzung soll nun:

$$q_x = q_1 + q_2$$

sein, und somit wird die neue Leitungslänge:

$$\Lambda_B = \frac{\mathscr{L}_1 \cdot i_1 + \mathscr{L}_2 \cdot i_2}{i_1 + i_2} . \tag{10}$$

Sind allgemein n Abzweige vorhanden, so geht die Gl. (10) über in die Form:

$$\Lambda_n = \frac{\sum_1^n (\mathscr{L} \cdot i)}{\sum_1^n \cdot i} . \tag{11}$$

Diese neue Leitungslänge Λ_B nennt man die fiktive Leitungslänge[1]), und mit Hilfe der Gl. (11) kann die Lösung der Aufgabe in einfacher Weise vorgenommen werden.

In Fig. 9 handelte es sich um einen Hauptstrang mit nur 2 Abzweigungen. Ist Λ_B für die letzteren berechnet, so wird diese fiktive Leitungslänge mit der Strecke $\overline{AB}$ zu einer neuen fiktiven Leitungslänge zusammengesetzt, an deren Ende die Summe der Abzweigströme abgenommen zu denken ist. Also:

$$\Lambda = \mathscr{L}_0 + \Lambda_B ,$$

und mit Λ ergibt sich aus Gl. (12) der Querschnitt:

$$q_0 = \frac{\Lambda (i_1 + i_2)}{\varepsilon_{\max} \cdot \lambda} . \tag{12}$$

Aus diesem Querschnitte und der tatsächlichen Leitungslänge findet man den wirklich auftretenden Spannungsverlust ε_0. Mit dem dann noch verbleibenden Spannungsverluste $\varepsilon_1 = \varepsilon_{\max} - \varepsilon_0$ und den eigentlichen Leitungslängen werden schließlich die Querschnitte der Abzweigstromkreise $\overline{BC}$ und $\overline{BD}$ berechnet.

Sind mehrere Abzweigleitungen vorhanden (Fig. 10), so werden mit den äußersten Abzweigungen beginnend in der Richtung nach den Sammelschienen alle von einem Punkte ausgehenden Zweige zu einer fiktiven Leitungslänge zusammengesetzt, zu dieser die Länge des vorhergehenden Teiles addiert usw., bis die dem ganzen Systeme gleichkommende fiktive Leitungslänge ermittelt ist, die demnach der Größe Λ in Gl. (12) entspricht. Die Querschnittsberechnung geschieht dann in der gleichen Weise wie oben.

Um den Gang der Berechnung verständlicher zu machen, soll wiederum ein Beispiel durchgearbeitet werden.

[1]) Herzog und Feldmann (Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze, II. Teil) haben die Bezeichnung „fiktive Leitungslänge" eingeführt; sie geben in ihrem Buche zwei Arten der Berechnung von verästelten Leitungen an, von denen die hier gebrauchte die einfachere ist, wenngleich sie etwas ungenaue Resultate ergibt. Die Abweichungen sind aber belanglos, weil die errechneten Querschnitte doch zumeist abgerundet werden.

3. Beispiel. Der Leitungsplan für die Stromverteilung innerhalb eines Fabrikgrundstückes habe die Gestalt der Fig. 10. Die den einzelnen Strängen beigeschriebenen Zahlen geben die Leitungslängen an. In den Punkten C und D befinden sich Hauptverteilungstafeln, von denen die Zweige *I, II, III, IV* zu den einzelnen Werkstattsmotoren führen. Die Motorspannung soll 440 Volt betragen, während an den Sammelschienen bei Vollast 460 Volt gehalten werden. Demnach ist $\varepsilon_{max} = 20$ Volt.

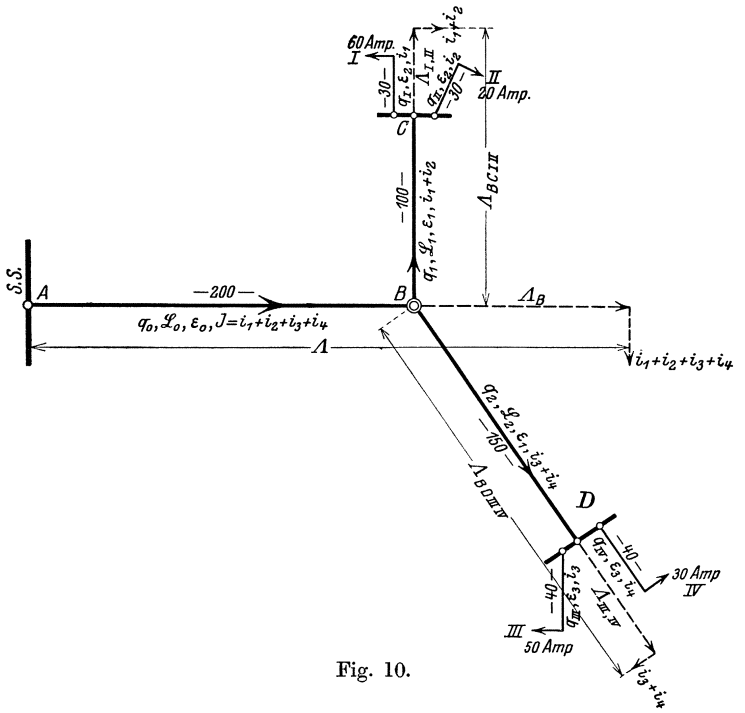


Fig. 10.

Die Leitungen bis zu den Punkten C und D sollen als Kabel im Erdboden, die Motorleitungen als Gummiaderleitungen oberirdisch auf Porzellanrollen verlegt werden.

Die fiktiven Leitungslängen, durch die die einzelnen Zweige ersetzt werden, und schließlich die Querschnitte der einzelnen Äste sind nun folgendermaßen zu ermitteln.

$$\Lambda_{I,II} = \frac{30 \cdot 60 + 30 \cdot 20}{60 + 20} = 30 .$$

Hierzu ist das Stück $\overline{BC}$ hinzuzurechnen, so daß:

$$\Lambda_{B,C,I,II} = 100 + 30 = 130 .$$

Für die Zweige bei D und die Strecke $\overline{BD}$ ist entsprechend:

$$\Lambda_{III,IV} = \frac{40 \cdot 50 + 40 \cdot 30}{50 + 30} = 40 ,$$

$$\Lambda_{B,D,III,IV} = 150 + 40 = 190 .$$

Für alle von B ausgehenden Zweige ist die fiktive Leitungslänge:

$$\Lambda_B = \frac{130 \cdot 80 + 190 \cdot 80}{160} = 160 ,$$

und somit die gesamte fiktive Leitungslänge bis zum Punkte A:

$$\Lambda = 200 + 160 = 360 \text{ m}.$$

Nach Vorhergehendem denkt man sich die Summe aller Ströme am Ende von A abgenommen. Der Querschnitt q_0 errechnet sich demnach zu:

$$q_0 = \frac{A \cdot \Sigma i}{57 \cdot \varepsilon_{max}} = \frac{360 \cdot 160}{57 \cdot 20} = 50{,}5 \text{ mm}^2.$$

Da die Leitungen als Kabel im Erdboden verlegt werden sollen, ist der Querschnitt von rund 50 mm² unter Berücksichtigung der Verbandsnormalien auch hinsichtlich der Strombelastung noch zulässig.

Der Spannungsverlust, der bei $q_0 = 50$ auf der Strecke $\overline{AB}$ eintritt, ist:

$$\varepsilon_0 = \frac{160 \cdot 200}{57 \cdot 50} = 11{,}25 \text{ Volt},$$

und es bleiben infolgedessen bis zu den Motoranschlüssen I, II, III und IV $20 - 11{,}25 = 8{,}75$ Volt übrig.

Es wird somit gefunden:

$$q_1 = \frac{A_{B,C,I,II} \cdot (i_1 + i_2)}{57 \cdot \varepsilon_1} = \frac{130 \cdot 80}{57 \cdot 8{,}75} = 20{,}8 \text{ [25]}^{1}),$$

$$\varepsilon_{\overline{BC}} = \frac{80 \cdot 100}{57 \cdot 20{,}8} = 6{,}72 \text{ Volt } (5{,}61)^{2}),$$

$$q_I = \frac{60 \cdot 30}{57 \cdot 2{,}03} = 15{,}5 \text{ [16]}, \quad q_{II} = \frac{20 \cdot 30}{57 \cdot 2{,}03} = 5{,}17 \text{ [4]},$$

$$q_2 = \frac{A_{B,D,III,IV}(i_3 + i_4)}{57 \cdot \varepsilon_1} = \frac{190 \cdot 80}{57 \cdot 8{,}75} = 30{,}4 \text{ [35]},$$

$$\varepsilon_{\overline{BD}} = \frac{80 \cdot 150}{57 \cdot 30{,}4} = 6{,}95 \text{ Volt } (6),$$

$$q_{III} = \frac{50 \cdot 40}{57 \cdot 1{,}80} = 19{,}5 \text{ [16]}, \quad q_{IV} = \frac{30 \cdot 40}{57 \cdot 1{,}80} = 11{,}7 \text{ [10]}.$$

Die in [ ] gesetzten Werte für die von C bzw. D abgehenden Motorleitungen wurden unter Berücksichtigung der tatsächlich zur Verlegung kommenden Querschnitte q_1 und q_2 und der sich aus diesen ergebenden Spannungsverluste ermittelt. Sowohl q_1 und q_2 als Kabel als auch q_I bis q_{IV} als Gummiaderleitungen auf Porzellanisolatoren oberirdisch verlegt sind nach den Verbandsnormalien zulässig. An Hand der Fig. 10 ist der Rechnungsgang bequem verfolgbar, weil auch die einzelnen fiktiven Leitungslängen in punktierten Linien eingetragen sind.

Wie man aus den bisherigen Beispielen ersehen kann, erfordert die Wahl des Querschnittes der einzelnen Leitungen nach der Berechnung desselben recht sorgfältige Überlegungen, wenn man unliebsamen Erscheinungen bei der Inbetriebsetzung der Anlage bzw. beim späteren Dauerbetriebe vorbeugen, zu große Spannungsverluste z. B. beim gleichzeitigen Anlauf mehrerer an eine Leitung angeschlossener Motoren vermeiden und die Erweiterungsfähigkeit nicht stark beschränken will.

b) Die geschlossenen Leitungen. Es ist, wie auf S. 7 bereits gesagt, bei ausgedehnteren Anlagen unzweckmäßig, eine größere Anzahl von Stromverbrauchern z. B. in einem Arbeitssaale nur von einer Hauptleitung zu speisen. Man soll vielmehr stets mehrere Hauptleitungen

[1]) Die in [ ] gesetzten Zahlen geben die tatsächlich zu verlegenden Querschnitte an.

[2]) Die in ( ) gesetzten Zahlen sind mit den tatsächlich zu verlegenden Querschnitten ermittelt.

verlegen und die anzuschließenden Motoren je nach der Bedeutung der angetriebenen Maschinen zu einzelnen Stromkreisen zusammenziehen. Die Fig. 12 zeigt eine derartige Ausführung. Bei der genaueren Betrachtung dieses Bildes wird man leicht auf den Gedanken kommen, die Leitungsenden bei den Punkten *c* und *d* miteinander zu verbinden, um die Stromlieferung von beiden Seiten erfolgen zu lassen (Fig. 13). Auf diese Weise erhält man einen sog. geschlossenen Leitungsstrang oder eine Ringleitung, mit der nunmehr tatsächlich der Vorteil verbunden ist, daß die Stromlieferung zu den einzelnen Anschlüssen von den beiden Sammelschienenanschlüssen *a* und *b* vor sich geht. Tritt aus irgendeinem Grunde eine Stromunterbrechung z. B. bei der Sicherung *a* ein, so wird trotzdem der Betrieb noch nicht gestört, weil nunmehr die gesamte Leistung über den Leitungsanschluß *b* geliefert wird, wie das die Fig. 13 deutlich erkennen läßt.

Die Bildung solcher Ringleitungen ist überall dort zu empfehlen, wo es sich um ausgedehntere Beleuchtungsanlagen innerhalb eines Gebäudes handelt. Man schließt in solchen Fällen die Hauptsteigeleitungen durch die Geschosse zusammen. Für Motorstromkreise ist die Ringleitung indessen nicht immer günstig und zwar dann nicht, wenn unter den angeschlossenen Motoren neben solchen kleiner Leistungen auch solche größerer Leistungen vorkommen. Das nachfolgende Beispiel wird dieses besonders vor Augen führen. Wenn auch im allgemeinen durch Anwendung der Ringleitung mindestens gleichviel, unter Umständen sogar weniger Leitungsmaterial gebraucht wird als bei getrennten Stromkreisen, und zwar weil eben die Stromverteilung innerhalb des Ringes und damit die Strombelastung der Leitung günstiger wird, so besteht andererseits der Nachteil, daß die Leitung bei einer Stromunterbrechung z. B. im Punkte *a* durch die Übertragung der ganzen Leistung vom Punkte *b* für einen großen Teil der Strecke unter Umständen unzulässig überlastet wird. Die Erwärmung kann dann auf eine derartige Höhe steigen, daß die Isolation gefährdet und z. B. dort, wo zwei Leitungen in einem Rohr liegen, Kurzschluß verursacht wird. Außerdem können die Sicherungen auch bei *b*, wenn sie richtig bemessen sind, infolge der Überlastung ebenfalls bald zum Schmelzen kommen, bzw. ein etwa vorhandener selbsttätiger Schalter auslösen. Dann aber hat man eine vollkommene Betriebsstörung an allen Arbeitsstellen und weiter die erhöhte Ausgabe, nunmehr bei den Schmelzsicherungen 4 statt 2 Sicherungspatronen ersetzen zu müssen.

In Beleuchtungsanlagen dagegen, bei denen die Stromstärken verhältnismäßig gering sind, ist, wie bereits gesagt, das Ringleitungssystem viel häufiger am Platze. Es sollte sich daher der projektierende Ingenieur bei größeren Anlagen stets der geringen Mühe unterziehen und rechnerisch prüfen, welches Leitungssystem er anwenden muß, um ein, wie auf S. 1 gesagt, wirtschaftliches und hinsichtlich des Betriebes einwandfreies Projekt aufzustellen.

Für die Stromverteilung in derartigen geschlossenen Leitungen und damit für die Berechnung derselben gilt — wiederum unter der

Voraussetzung gleichbleibenden Querschnittes für die Ringleitung —:

$$\sum_{1}^{n} J \cdot W + J_x \cdot W_g = 0\,, \tag{13}$$

worin W die Widerstände der einzelnen Teilstrecken, J_x eine zunächst unbekannte Stromstärke und $\mathcal{L}_g$ bzw. W_g die Gesamtlänge bzw. den Gesamtwiderstand der Ringleitung von a bis b bezeichnet (Fig. 11).

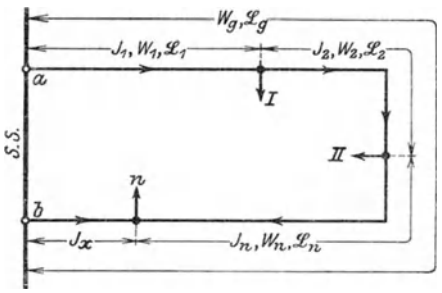


Fig. 11. Geschlossene- oder Ringleitung.

Nach Auflösung und Umformung erhält man:

$$\frac{\sum_{1}^{n} J \cdot \mathcal{L}}{\mathcal{L}_g} = -J_x\,. \tag{14}$$

Die Gl. (14) kann folgendermaßen gedeutet werden: Den Stromverbrauchern wird zunächst von a der Strom zugeführt (Fig. 11); von b aus lagert sich diesem Strome ein zweiter $-J_x$ in entgegengesetzter Richtung über, der den Spannungsverlust am Ende der Strecke zum Verschwinden bringen würde, wenn er tatsächlich angezweigt wäre. J_x ist also diejenige Stromstärke, die in Fig. 11 vom Punkte b in die Ringleitung eintritt, wenn $\sum_{1}^{n} J \cdot \mathcal{L}$ vom Punkte a gerechnet wird. An einer bestimmten Stelle wird die Stromlieferung sowohl von a als auch von b erfolgen. Demnach bietet die Querschnittsermittlung keine Schwierigkeit mehr, weil man es nunmehr gewissermaßen mit zwei offenen Leitungssträngen zu tun hat, die den gleichen Querschnitt erhalten.

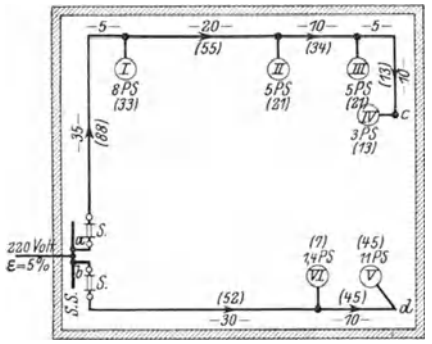


Fig. 12.

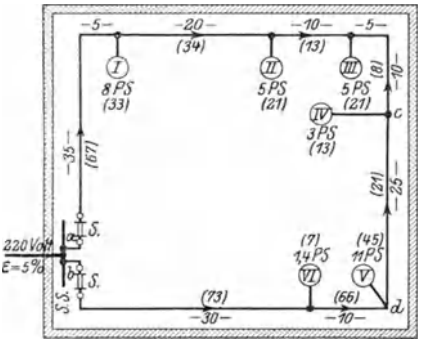


Fig. 13.

Um das Gesagte wiederum verständlicher zu machen, soll ein Beispiel zur Hilfe genommen werden, dem die Fig. 12 und 13 zugrunde gelegt sind.

4. Beispiel. Es sind in einem Arbeitssaale mehrere Gleichstrom-Nebenschlußmotoren verschiedener Leistungen für 220 Volt aufgestellt. Es soll untersucht werden, welche Querschnitte die Hauptleitungen erhalten müssen, wenn erstens zwei getrennte Stromkreise (Fig. 12) und zweitens eine Ringleitung (Fig. 13) gebaut wird. Der Spannungsverlust soll 5% (11 Volt) betragen. Die Leitungen sind oberirdisch zu verlegen. Bei den in Fig. 12 und 13 eingetragenen Leitungslängen wurden die Steigleitungen (Fig. 14) bereits berücksichtigt, was bei der Ermittlung von $\mathfrak{L}$ nicht vergessen werden darf.

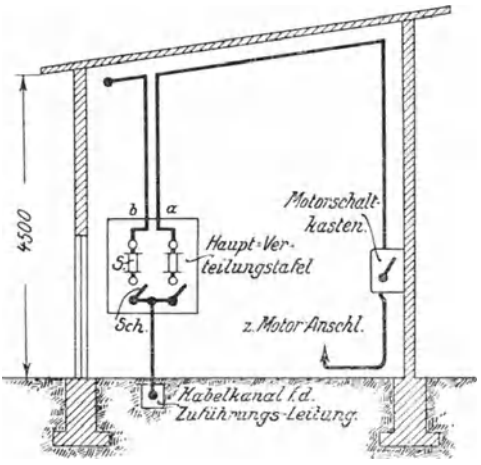


Fig. 14.

Fall I. Es ist:

für Strecke $\overline{a\,c}$:

$$\sum_1^n J \cdot \mathfrak{L} = 88 \cdot 40 = 3520$$
$$+\ 55 \cdot 20 = 1100$$
$$+\ 34 \cdot 10 = 340$$
$$+\ 13 \cdot 15 = 195$$
$$5155$$

$$q_{\overline{a\,c}} = \frac{5155}{57 \cdot 11} = 8{,}25\ \text{mm}^2.$$

Infolge zu hoher Strombelastung nach den Verbandsvorschriften muß eine wesentliche Leitungsverstärkung eintreten und zwar bis auf 25 mm².

Für die Strecke $\overline{b\,d}$ ergibt sich:

$$\sum_1^n J \cdot \mathfrak{L} = 52 \cdot 30 = 1560$$
$$+\ 45 \cdot 10 = 450$$
$$2010$$

$$q_{\overline{b\,d}} = \frac{2010}{57 \cdot 11} = 3{,}2\ \text{mm}^2,$$

auch hier erhöht und zwar auf 16 mm².

Fall II. Die Stromstärke $-J_x$, die vom Punkte b aus zu liefern ist, berechnet sich zu:

$$140 \cdot 40 = 5\,600$$
$$+\ 107 \cdot 20 = 2\,140$$
$$+\ 86 \cdot 10 = 860$$
$$+\ 65 \cdot 15 = 975$$
$$+\ 52 \cdot 25 = 1\,300$$
$$+\ 7 \cdot 10 = 70$$
$$10\,945$$

$$-J_x = \frac{10\,945}{150} \cong -73\ \text{Amp.}$$

Somit fließen dem Motor *III* noch 8 Amp. von *b* zu, und die einzelnen Leiterströme verteilen sich in der in Fig. 13 eingetragenen Weise.

Nunmehr findet man den Querschnitt der Ringleitung aus der Gl. (9):

$$\begin{aligned}\sum_1^n J \cdot \mathfrak{L} &= 67 \cdot 40 = 2680\\ &+ 34 \cdot 20 = \ 680\\ &+ 13 \cdot 10 = \ 130\\ &\qquad\quad 3490\end{aligned}$$

$$q = \frac{3490}{57 \cdot 11} \cong 5{,}6 \text{ mm}^2 .$$

aufgerundet auf den zulässigen Verbandsquerschnitt von 16 mm².

Es kommen also zur Verlegung, wenn man nur das reine Kupfergewicht berücksichtigt:

bei Fall I 85 m Leitung von 25 mm² ≅ 19 kg
+ 40 „ „ „ 16 mm² ≅ 6 „
zus. 25 kg

bei Fall II 150 m Leitung von 16 mm² ≅ 22 kg.

Demnach sind beide Ausführungen hinsichtlich der Material- und Montagekosten als gleichwertig zu bezeichnen. Für die Entscheidung müssen daher andere Gesichtspunkte betrachtet werden. Als solche sind zu nennen der Spannungsverlust und die Leitungs- bzw. Sicherungsbelastung dann, wenn entweder bei *a* oder bei *b* die Stromzuführung plötzlich unterbrochen wird.

Der Spannungsverlust beträgt, wenn z. B. die Sicherung bei *b* schmilzt, und also Punkt *a* die ganze Stromlieferung zu übernehmen hat, am Motor *IV*:

$$\varepsilon = \frac{\sum_1^n J \cdot \mathfrak{L}}{57 \cdot q} = \frac{10\,945}{57 \cdot 16} = 12 \text{ Volt},$$

ist also rund 10% größer als vorgeschrieben. Für das gute Arbeiten der Motoren ist das indessen belanglos. Dagegen tritt der auf S. 21 erwähnte Nachteil der unzulässigen Leitungsüberlastung hier ganz besonders in die Erscheinung, denn es darf ein Querschnitt von 16 mm² höchstens mit 75 Amp. belastet werden, gegenüber 140 Amp., die nunmehr auftreten. Diese Strombelastung ist, selbst wenn sie nur vorübergehend vorhanden ist, gefährlich. Um wenigstens einigermaßen sicherzugehen, müßten die Anfangsstrecken wesentlich verstärkt werden. Schließlich würden auch die Sicherungen *S.* bei *a*, die normal gleich denen bei *b* zu 75 Amp. zu wählen wären, schon nach wenigen Sekunden durchschmelzen und dann die gefürchtete vollständige Betriebsunterbrechung hervorrufen.

c) Das Dreileitersystem. Hat das Verteilungsnetz große Ausdehnung, und sollen an dasselbe sowohl Motoren großer Leistungen als auch Beleuchtung angeschlossen werden, so kann man mit einer Spannung von 220 Volt nicht mehr auskommen, weil entweder der Spannungsverlust zu hoch oder die Leitungsquerschnitte zu stark werden. Beides ist aus leicht erklärlichen Gründen unwirtschaftlich. Die Verwendung von zwei Spannungen, etwa 500 Volt für Kraft und 110 oder 220 Volt für Licht, wie sie vereinzelt anzutreffen sind, ist ebenfalls nicht besonders vorteilhaft. Wenn hierbei auch die Beleuchtung vollständig unabhängig von den Spannungsschwankungen im Kraftnetze wird, die durch häufiges Anlassen einzelner Motoren hervorgerufen werden (Werkzeugmaschinen, Kranbetrieb usw.). so liegen in dieser Trennung aber

die großen Nachteile, daß bei eigenen Anlagen eine größere Reserve an Stromerzeugern (Generatoren, Akkumulatorenbatterie) vorhanden sein muß, um allen Vorkommnissen in weitgehendstem Maße begegnen zu können. Ferner bedingt eine solche Spannungsteilung von vornherein verschiedene Generatoren mit allem Zubehör wie Antriebsmaschinen, Schaltvorrichtungen usw. und wenigstens für einen Teil des Kraftwerkes einen weit angestrengteren Betrieb, sofern nur für den anderen eine Akkumulatorenbatterie zur Verfügung steht. Die Betriebsausgaben sind demnach größer und die Betriebsführung selbst verwickelter. Bei öffentlichen Elektrizitätswerken gilt dieses selbstverständlich noch in weit höherem Maße als bei Eigenanlagen. Schließlich ist auch der Bau und die Unterhaltung von zwei getrennten Netzen recht kostspielig und umständlich. Weiteres hierüber wird indessen erst im VI. Abschnitt erläutert werden, weil sich die Betrachtungen mehr auf die Stromerzeugungsanlage als auf die Leitungen zu erstrecken haben.

Wie vorteilhaft in solchen Fällen großer Ausdehnung der Verteilungsleitungen und hoher zu übertragender Leistungen die Wahl höherer Spannungen auch bei Gleichstrom ist, muß aber schon hier kurz gestreift werden.

Wird mit $L_2 = \frac{E_2 \cdot J}{1000}$ die nützlich abzugebende Leistung in KW an den Sammelschienen eines Verteilungspunktes und mit $\varepsilon = \frac{p}{100} \cdot E_2$ der Spannungsverlust in Prozenten der Sekundärspannung bezeichnet, so ist der Querschnitt der Zuführungsleitung:

$$q = \frac{L_2 \cdot \mathscr{L} \cdot 10^3}{\lambda \cdot \varepsilon \cdot E_2} = \frac{L_2 \cdot \mathscr{L} \cdot 10^5}{\lambda \cdot p \cdot E_2^2}, \tag{15}$$

d. h. der Querschnitt der Leitung ist umgekehrt proportional dem Quadrate der Spannung, wenn ε gegeben, also etwa vorgeschrieben ist. Löst man Gl. (15) nach $\mathscr{L}$ auf, so erhält man:

$$\mathscr{L} = \frac{p \cdot E_2^2 \cdot q \cdot \lambda}{L_2 \cdot 10^5}, \tag{16}$$

oder in Worten: Die Entfernung, auf die eine gegebene Leistung bei gegebenem prozentualen Spannungsverluste und Querschnitte übertragen werden kann, wächst proportional dem Quadrate der Spannung.

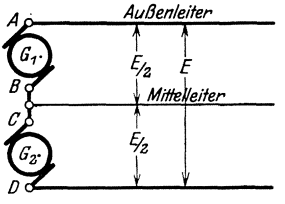


Fig. 15. Dreileiternetz.

Diese Erwägungen haben dazu geführt, das Gleichstrom-Mehrleitersystem durchzubilden. Insbesondere ist es das sog. Dreileitersystem, das in ausgedehntestem Maße in die Praxis Eingang gefunden hat.

Das Dreileitersystem wird z. B. dadurch hergestellt, daß man zwei Zweileitergeneratoren (G_1. und G_2. in Fig. 15) gleicher Leistung und Spannung hintereinanderschaltet. Nach Fig. 15 erhält man zunächst zwischen den Klemmen A

und D die doppelte Spannung. Legt man an die zusammengeschlossenen Punkte B und C gleichfalls eine Leitung, so herrscht zwischen AB und CD die Spannung jedes Generators, also nunmehr je die halbe Spannung der Außenleiter. Diesen gemeinschaftlichen dritten Leiter nennt man den Mittelleiter (Nulleiter). Es sind infolgedessen zwei Spannungen verfügbar, und da die Außenleiterspannung auf das Doppelte gestiegen, der Strom auf die Hälfte zurückgegangen ist, beträgt der Querschnitt der Leitungen A und D nur ein Viertel desjenigen beim Zweileitersystem. Hierzu kommt noch der Mittelleiter für den gesamten Aufwand an Leitungsmaterial (siehe S. 534). Bei der Benutzung dieser Schaltung kann man somit z. B. Motoren größerer Leistung an die Außenleiter anschließen, während die Beleuchtung und kleine Motoren auf je einen Außen- und den Mittelleiter verteilt werden (Fig. 16).

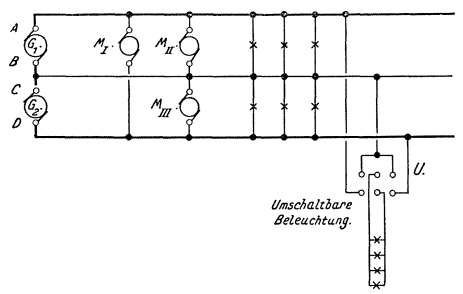


Fig. 16. Verteilung von Licht und Kraft auf ein Dreileiternetz.

Es ist leicht einzusehen, daß der Mittelleiter stets die Differenz der Ströme der Außenleiter zu führen hat und stromlos wird, sobald die Belastung der beiden Netzhälften vollkommen gleich ist. Da letzteres in der Praxis nur schwer erreicht werden kann, empfiehlt es sich, etwa die Beleuchtungsanlage und die mit elektrischem Strome versorgten Nebenbetriebe des Kraftwerkes auf mehrere Stromkreise zu verteilen und durch Umschalter an die Sammelschienen anzuschließen (Fig. 16), um damit dem Schalttafelwärter die Möglichkeit zu geben, einen annähernden Ausgleich in der Belastung der beiden Netzhälften herstellen zu können. Dabei ist aber zu bemerken, daß Bogenlampen nur dann umgeschaltet werden dürfen, wenn damit auch gleichzeitig ein Wechsel der Stromrichtung erfolgt, da sie anderenfalls verkehrt brennen würden, was aus bekannten Gründen (verschiedene Stärke der positiven und negativen Kohlenstäbe) unzulässig ist.

Die Berechnung der Außenleiterquerschnitte erfolgt nach denselben Gleichungen, wie sie für das Zweileitersystem aufgestellt worden sind, wobei als selbstverständlich die Voraussetzung gilt, daß die zwischen Mittel- und Außenleitern anzuschließende Belastung gleichmäßig oder annähernd gleichmäßig sowohl hinsichtlich der Entfernung als auch der Größe der Stromverbraucher auf beide Netzhälften verteilt ist. Das System unterscheidet sich dann von demjenigen mit zwei Leitungen nur dadurch, daß die Stromverbraucher für die halbe Spannung stets in Gruppen hintereinander zu schalten sind. Über die Höhe des zu wählenden Spannungsverlustes wird auf S. 29 noch besonders gesprochen werden.

Die Querschnittsbestimmung des Mittelleiters wird zu-

meist nicht rechnerisch vorgenommen, weil sie dann besonders umständlich ist, wenn verhältnismäßig starke Belastungsverschiedenheiten in den beiden Netzhälften auftreten. Man wird bei dem Entwurfe einer Anlage auch nicht annähernd voraussehen können, in welchem Umfange eine Belastungsverschiedenheit zu erwarten ist. Ferner ist noch zu berücksichtigen, daß der Spannungsverlust im Mittelleiter, wie das nachfolgende Beispiel zeigt, für die stärker belastete Netzhälfte eine Zunahme des Spannungsverlustes und für die schwächer belastete einen Spannungsanstieg zur Folge hat, und das um so mehr, je geringer der Querschnitt des Mittelleiters ist. Wenn dieser Umstand für reine Motorstromkreise, sofern die Motoren nicht nur zwischen den Außenleitern liegen, im allgemeinen auch ohne besondere Bedeutung sein wird, so kann in reinen oder gemischten Beleuchtungsstromkreisen unter Umständen eine Gefährdung, ja sogar eine Zerstörung der Lampen im schwächer belasteten Netzteile die Folge sein.

Den Querschnitt des Mittelleiters wählt man in der Regel gleich der Hälfte des Querschnittes eines Außenleiters und hat damit bisher gute Betriebsverhältnisse erzielt allerdings immer unter der Voraussetzung, daß die Belastungen der einzelnen Netzhälften wenigstens einigermaßen abgeglichen sind.

5. Beispiel. In der durch Fig. 17 dargestellten Anlage liegen mehrere Lampen und Kleinmotoren je zwischen einem Außen- und dem Mittelleiter derart, daß bei vollem Betriebe kein Strom im Mittelleiter fließt.

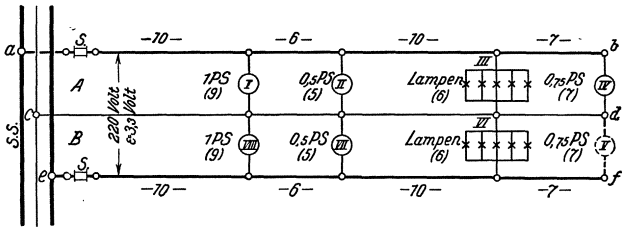


Fig. 17.

Der Querschnitt der Außenleiter berechnet sich bei gleicher Belastung, wenn die Spannung zwischen denselben 220 Volt und der Spannungsverlust 0,75 · 2% = 3,3 Volt beträgt, nach Gl. (8) zu:

$$q_A = \frac{\Sigma J \cdot \mathcal{L}}{57 \cdot \varepsilon} = \begin{array}{rl} 27 \cdot 20 = & 540 \\ + 18 \cdot 12 = & 216 \\ + 13 \cdot 20 = & 260 \\ + 7 \cdot 14 = & 98 \\ & \hline & 1114 \end{array}$$

$$\frac{1114}{57 \cdot 3{,}3} \cong 6 \text{ mm}^2,$$

der auch hinsichtlich der Strombelastung zulässig ist. Die 3,3 Volt Spannungsverlust verteilen sich dabei gleichmäßig auf die beiden Leiter $\overline{a\,b}$ und $\overline{e\,f}$ mit je 1,65 Volt. Für den Mittelleiter sollen 2,5 mm² Querschnitt gewählt werden.

Wird nun der Motor V (0,75 PS) in der Netzhälfte B abgeschaltet, so verschieben sich die Spannungsverluste folgendermaßen:

Leiter $\overline{ab}$: $\varepsilon_{a,b} = 27 \cdot 10 = 270$
$+ 18 \cdot 6 = 108$
$+ 13 \cdot 10 = 130$
$+ 7 \cdot 7 = 49$
$\frac{557}{57 \cdot 6} = 1{,}63$ Volt.

Mittelleiter $\overline{cd}$: $\varepsilon_{c,d} = \frac{7 \cdot 33}{57 \cdot 2{,}5} = 1{,}62$ Volt.

Leiter $\overline{ef}$: $\varepsilon_{e,f} = 20 \cdot 10 = 200$
$+ 11 \cdot 6 = 66$
$+ 6 \cdot 10 = 60$
$\frac{326}{57 \cdot 6} = 0{,}95$ Volt.

Mithin ist die Spannung z. B. an den Lampen:

im Netzteile A: $110 - (1{,}63 + 1{,}61) = 106{,}76$ Volt,
„ „ B: $110 - (0{,}95 - 1{,}61) = 110{,}66$ „ .

Die Lampen in A würden demnach dunkler als zulässig brennen, während in B eine Erhöhung der Spannung über derjenigen an den Sammelschienen eintritt. Wenn letztere in diesem Falle auch noch unbedenklich wäre, so geht aber aus dem Beispiele deutlich hervor, daß unter Umständen eine Gefährdung der Lampen bei ungleicher Netzbelastung hervorgerufen werden kann. In reinen Motorstromkreisen ist dieser Umstand dagegen zumeist ohne Bedeutung.

Mit abnehmendem Querschnitte des Mittelleiters werden die Verhältnisse naturgemäß immer ungünstiger. Der Grenzfall tritt ein, wenn der Mittelleiter unterbrochen ist. Dann verhalten sich die Spannungen an den Enden der Netzhälften umgekehrt wie die Belastungen.

Es würde zu weit führen, das Beispiel auch hierfür noch durchzurechnen. Das Resultat ergibt, daß die Lampen eine so hohe Spannung erhalten würden, daß sie nach kurzer Zeit zerstört wären. Der Rechnungsgang für die Spannungsverteilung wäre kurz folgender: Man ermittelt die Widerstände W der einzelnen Stromverbraucher, bestimmt daraus die Stromverteilung und dann die Spannungen an den einzelnen Punkten.

In der Praxis sind diese Rechnungen infolge ihrer Ungenauigkeit kaum aufzustellen und wenig brauchbar, weil die notwendigen Grundlagen sehr unsicher sind. Das einfachste Schutzmittel für die Betriebsleiter ist das auf S. 26 bereits erwähnte, an Hand von Stromzeigern die Netzbelastungen zu prüfen und einzelne Stromkreise so einzurichten, daß sie leicht umgeschaltet werden können.

Wie das Beispiel zeigt, können bei ungleicher Netzbelastung unter Umständen Spannungserhöhungen auftreten, die Betriebsstörungen zur Folge haben, und aus diesem Grunde hat der V. D. E. vorgeschrieben, daß der Mittelleiter nicht gesichert werden darf, um das Eintreten des Grenzfalles, also die vollständige Unterbrechung, zu verhüten.

Schließlich sollen noch einige Angaben über das Erden des Mittelleiters gemacht werden, das ebenfalls vom V. D. E. vorgeschrieben ist. Sind alle Leitungen isoliert, und tritt an einer Stelle eines Außenleiters ein Isolationsfehler auf, so fließt ein Erdstrom, der sich nach

einer beschädigten Stelle des Außen- oder des Mittelleiters hinzieht. Nun kann man erfahrungsgemäß keine Anlage dauernd in einem so vorzüglichen Isolationszustande erhalten, daß Isolationsfehler nicht eintreten. Die Erdströme haben aber nicht nur einen dauernden Stromverlust zur Folge, sondern bilden sich allmählich zu einem sog. schleichenden Kurzschlusse aus, der bei ausgedehnteren Anlagen nicht immer sofort bemerkt und behoben werden kann. Schließlich tritt dann plötzlich ein vollständiger Kurzschluß ein. Außerdem verursachen die Erdströme u. a. eine Störung der mit Erdleitung arbeitenden Telephonanlagen insofern, als sie die Klappen und Relais zum Ansprechen bringen und unter Umständen den Telephonbetrieb durch Nebengeräusche in den Apparaten völlig unmöglich machen können. Um diese Erscheinungen zu verhindern oder besser gesagt, sie nur kurzzeitig auftreten zu lassen, erdet man den Mittelleiter und erreicht dadurch, daß bei einem Erdschlusse in einem Außenleiter sofort ein Kurzschluß oder zum mindesten ein so starker Erdstrom auftritt, daß er im Kraftwerke bemerkt werden muß und zur Beseitigung zwingt. Wählt man außerdem den Spannungsverlust im Mittelleiter sehr gering, so können die Telephonstörungen außerordentlich herabgemindert werden.

Um schließlich auch hinsichtlich der Elastizität in reinen oder gemischten Beleuchtungsstromkreisen ganz sicher zu gehen und beim Ausschalten einzelner Lampen, Lampengruppen oder Motoren kleinerer Leistung kein Zucken des Lichtes zu verursachen, wählt man den Spannungsverlust in den Außenleitern in der Regel nur zu 75% der bei Zweileiteranlagen angegebenen Werte.

Muß eine bestehende Anlage, die ursprünglich nach dem Zweileitersysteme gebaut war, umfangreiche Erweiterungen erfahren, für die die Spannung nicht mehr ausreicht, ohne daß die vorhandenen Leitungen durch solche stärkeren Querschnittes ersetzt werden, so ist auch hier eine Umänderung in das Dreileitersystem am Platze. Durch Aufstellen einer neuen Maschine mit gleicher Spannung und Leistung wie die vorhandene werden die beiden Stromerzeuger zu einer Dreileiteranlage geschaltet, wodurch die Spannung zwischen den beiden Leitungen, die nun Außenleiter werden, auf den doppelten Wert der bisherigen erhöht ist. Für die Leitungsanlage wird, sofern ihre Isolation auch für die doppelte Spannung ausreicht, was bei den üblichen Gleichstromspannungen heute ohne weiteres der Fall ist, vielleicht für einzelne Teilstrecken dann nur noch der Mittelleiter hinzuzufügen und die Verteilung der Belastung auf die so gebildeten beiden Netzhälften vorzunehmen sein. Ein derartiger Umbau verursacht die geringsten Kosten.

Auch bei Neuanlagen, die in absehbarer Zeit mit größeren Erweiterungen zu rechnen haben, ist dieser Übergang vom Zweileiter- später zum Dreileitersysteme zu empfehlen. Als Leitungen sind, wenn keine Kabel in Frage kommen, gummiaderisolierte Leitungen zu verlegen, die nach den Vorschriften des V. D. E. in der Regel eine Spannung bis 700 Volt aushalten. Ferner sollte man die Motoren größerer Leistung von vorn-

herein so wickeln lassen, daß sie im Magnetstromkreise eine Umschaltung von der einfachen auf die doppelte Spannung zulassen; dann sind später nur die Anker auszuwechseln.

4. Die Gleichstrom-Fernleitungen (Speiseleitungen).

Unter Fernleitung wird allgemein derjenige Teil einer Kraftübertragungsanlage verstanden, der zur Verbindung der Stromerzeugungsstation mit den Verbrauchspunkten dient. Befindet sich erstere in unmittelbarer Nähe des Verbrauchsgebietes oder innerhalb desselben selbst, wie dieses bei eigenen Anlagen für Fabriken usw. der Fall ist, so bezeichnet man die Fernleitungen mit Speiseleitungen und zwar für denjenigen Teil der Leitungsanlage, der zwischen Generatorstation und den Hauptverteilungspunkten liegt. Die Berechnung ist selbstverständlich für beide gleich.

Für Fabrikanlagen mit eigenem Stromerzeugungswerke werden die Speiseleitungen in der Regel als Kabel, seltener als blanke, oberirdisch verlegte Leitungen ausgeführt. Dieses hat seinen Grund darin, daß Masten wegen der Platzbeanspruchung auf den Fabrikhöfen nur schwer aufgestellt werden können, oder die Befestigung von Leitungsträgern an den Gebäudemauern mit Schwierigkeiten verknüpft ist zumal dann, wenn die Zahl der Leitungen groß ist, wie dieses bei ausgedehnteren Anlagen der Fall zu sein pflegt. Auch die Verlegung der Leitungen auf Dachgestängen ist nicht immer angängig, weil die Dachkonstruktionen der Gebäude für die Befestigung der Leitungsträger oftmals ungeeignet sind. Für Hochspannungsanlagen (über 250 Volt gegen Erde) kommt noch hinzu, daß die Höhe der Leitungsträger über Erde außerordentlich groß gemacht werden muß, um bei Leitungsbruch jede Lebensgefahr durch das Berühren gerissener herabhängender Drähte zu verhüten. Auf alle diese Punkte ist beim Entwurfe sorgfältigst zu achten, denn sie sind für die Zweckmäßigkeit und in erster Linie auch für die Betriebssicherheit von größter Bedeutung.

Über die eigentliche Ausführung der Fernleitungen und das hierfür bei dem Entwurfe zu Berücksichtigende wird im 12. Kapitel ausführlicher gesprochen werden.

Für die Berechnung des Querschnittes der Fern- oder Speiseleitungen gelten alle bei den Verteilungsanlagen gegebenen Gleichungen.

Um namentlich bei größeren Anlagen nicht erst die Stromstärken aller an die einzelnen Speisepunkte angeschlossenen Stromverbraucher (Motoren) ermitteln zu müssen, und auch dann, wenn nur die ungefähr an die verschiedenen Speisepunkte abzugebende Leistung bekannt ist, kann man die Querschnitte der Speiseleitungen auch auf die folgende einfachere Art berechnen. Man geht von der an den Sammelschienen der einzelnen Verbrauchsstationen geforderten elektrischen Leistung bei der bekannten Spannung E_2 aus, und nimmt an Stelle des prozentualen Spannungsverlustes ε einen prozentualen Leistungsverlust an.

Bezeichnet:

L_1 die zu übertragende Leistung in KW bei E_1 Volt,
L_2 die an den Verbrauchspunkten verlangte Leistung in KW bei E_2 Volt,
e den Leistungsverlust in der Speiseleitung in Prozenten der abzugebenden Leistung also:

$$e = \frac{p}{100} \cdot L_2 , \tag{17}$$

so ist beim Zweileiternetze zunächst der Leistungsverlust:

$$e = L_1 - L_2 = \frac{J^2 \cdot W_l}{1000} = \frac{J^2 \cdot \mathfrak{L}}{1000 \cdot \lambda \cdot q} , \tag{18}$$

oder da:

$$\frac{E_2 \cdot J}{1000} = L_2 , \quad J = \frac{1000 \cdot L_2}{E_2} ,$$

so folgt:

$$e = \frac{L_2^2 \cdot \mathfrak{L} \cdot 10^3}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot q} ,$$

und daraus mit Gl. (17):

$$\begin{aligned} q &= \frac{L_2^2 \cdot \mathfrak{L} \cdot 10^3}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot e} \\ &= \frac{L_2 \cdot \mathfrak{L} \cdot 10^5}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot p} . \end{aligned} \tag{19}$$

Für eine Dreileiteranlage ist der Querschnitt der Außenleiter gleichfalls nach Gl. (19) zu berechnen, während der Mittelleiter wiederum etwa gleich der Hälfte eines Außenleiters genommen wird.

5. Die Wechselstrom-Verteilungsleitungen.

a) Phasenverschiebung, induktive Widerstände. Die Querschnittsberechnung bei Gleichstrom erfolgte in einfachster Weise auf Grund des Ohmschen Gesetzes $E = J \cdot W$. Bei Wechselstrom dagegen hat dieses Gesetz bekanntlich die Form:

$$E = J \cdot W + \left(L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \cdot \int i \, dt \right) , \tag{20}$$

worin W den Ohmschen Widerstand,
L den Selbstinduktionskoeffizienten,
C die Kapazität

bezeichnet und zwar geltend für einen Stromkreis, in welchem die EMK E als Funktion der Zeit einen Strom i unter gleichzeitiger Erzeugung magnetischer und elektrischer Felder hervorruft. Ferner ist bei Wechselstrom die Leistung nicht immer gleich dem Produkte Stromstärke $\times$ Spannung, sondern kleiner, je mehr J infolge der Selbstinduktion der

stromerzeugenden Maschine und des äußeren Stromkreises mit den Stromverbrauchern gegenüber der Spannung in der Phase zurückbleibt. In Fig. 19 ist dieses zeichnerisch zur Darstellung gebracht. Man nennt den Winkel φ zwischen J und E den Phasenverschiebungswinkel.

Die Ableitung der Gl. (21) für die Leistung ist in jedem Lehrbuche der Elektrotechnik zu finden und kann hier übergangen werden. Es ist die tatsächliche oder wirkliche Leistung:

$$L = E \cdot J \cdot \cos\varphi \,, \tag{21}$$

während man das Produkt $E \cdot J$ als scheinbare Leistung bezeichnet. Demnach wird die wirkliche Leistung, die nebenbei bemerkt durch ein Wattmeter (Leistungszeiger 27. Kap.) unmittelbar angezeigt wird, durch Multiplikation von $E \cdot J$ mit dem Kosinus des Phasenverschiebungswinkels gefunden. Die Größe $\cos\varphi$ nennt man den Leistungsfaktor, also:

$$\cos\varphi = \frac{L}{E \cdot J} \,.$$

Verursacht der an eine Leitung angeschlossene Stromverbraucher keine Phasenverschiebung, ist der Leistungsfaktor desselben also $= 1$, so ist derselbe induktionsfreier Natur (induktionsfreier Widerstand); im anderen Falle handelt es sich um einen induktiven Widerstand, dessen $\cos\varphi$ für die Leitungsberechnung und auch für die Größenbestimmung der Generatoren und Transformatoren (I. Bd., S. 200) bekannt sein muß. Zu den induktionsfreien Widerständen gehören alle Glühlampen und ohne Bedenken auch alle Bogenlampen. Induktive Widerstände sind alle Induktionsmotoren, Transformatoren, Magnete u. dgl., kurz alle solche Apparate und Maschinen, die mit Eisen im Stromkreise (magnetische Felder) arbeiten. Eine bedingte Ausnahme hiervon bilden die Ein- und Mehrphasensynchron- und Kollektormotoren, sofern sie auf den Leistungsfaktor $\cos\varphi = 1$ einreguliert sind.

Die Phasenverschiebung wird nun aber nicht allein durch die angeschlossenen induktiven Widerstände, sondern auch durch die Zuführungsleitungen selbst hervorgerufen und zwar infolge der auftretenden Selbstinduktion und der Kapazität. Je nachdem die eine oder die andere dieser Erscheinungen der Natur nach oder künstlich verursacht vorwiegt, ist Nach- oder Voreilung des Stromes gegenüber der Spannung vorhanden. Der Strom eilt der Spannung bei Selbstinduktion nach, bei Kapazität vor.

Für die zunächst zu betrachtenden Wechselstrom-Verteilungsleitungen ist nur die Art der Stromverbraucher von Belang, während Selbstinduktion und Kapazität der Leitungen, ohne einen merkbaren Fehler zu machen, vernachlässigt werden können. Es wird daher erst bei der Behandlung der Wechselstrom-Fernleitungen auf diese Größen ausführlicher eingegangen werden. Auch die Zunahme des Ohmschen Widerstandes infolge des sog.

Skineffektes[1]) kann für die Verteilungsleitungen bei den üblichen Periodenzahlen bis 60 in der Sekunde praktisch unberücksichtigt bleiben.

Es ist ferner darauf zu achten, daß je nach der Art der Belastung der prozentuale Spannungsverlust nicht gleich dem prozentualen Leistungsverluste ist, und daß die Anfangsspannung nicht einfach aus der Addition von Endspannung und Spannungsverlust gefunden wird, wie das bei Gleichstrom der Fall ist.

b) Einphasenstrom. Die Aufstellung der Grundgleichungen soll zunächst für Einphasenstrom durchgeführt werden. Man gewinnt so den besten Einblick in die einzelnen Vorgänge, und es ist dann nicht schwer, die gewonnenen Resultate auf die Mehrphasenleitungen zu übertragen.

Handelt es sich um induktionsfreie Widerstände, also $\cos\varphi = 1$, so ist:

die sekundäre Leistung:	$L_2 = E_2 \cdot J$,	(22)
die Anfangsleistung:	$L_1 = E_1 \cdot J$,	(23)
der Spannungsverlust:	$\varepsilon = E_1 - E_2 = J \cdot W_l$,	(24)
die Anfangsspannung:	$E_1 = E_2 + \varepsilon$,	(25)
der Leistungsverlust:	$e = J^2 \cdot W_l = J\,(E_1 - E_2) = J \cdot \varepsilon$.	(26)

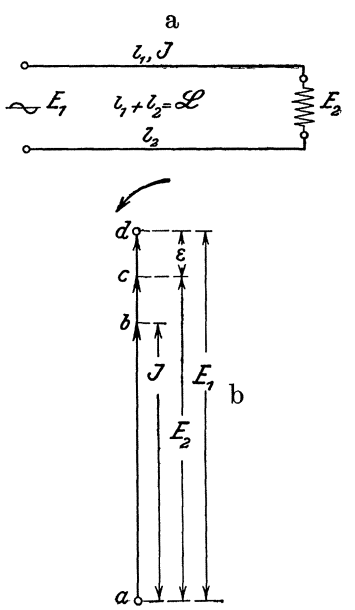


Fig. 18. Spannungsdiagramm eines Einphasen-Wechselstromkreises mit induktionsfreier Belastung.

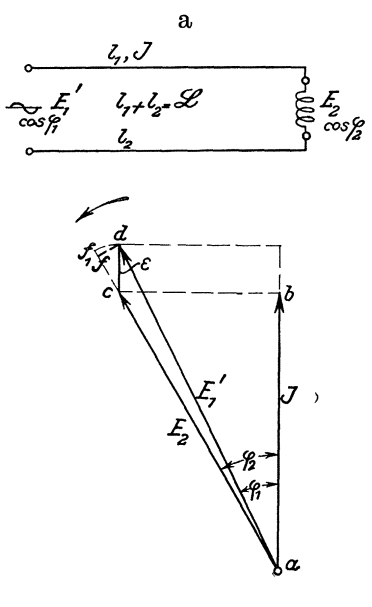


Fig. 19. Spannungsdiagramm eines Einphasen-Wechselstromkreises mit induktiver Belastung.

Für die Leitungsberechnung wird also gegenüber den Angaben bei Gleichstrom nichts geändert. Aus Fig. 18 ist dieses nach der in der Wechselstromtechnik üblichen diagrammatischen Darstellung leicht zu

[1]) Über den Skineffekt siehe Seite 50.

erkennen. Die Spannung $E_2 = \overline{a\,c}$ und der Spannungsverlust $\varepsilon = \overline{c\,d}$, die in diesem Falle die gleiche Phase wie der Strom $J = \overline{a\,b}$ haben, fallen mit J zusammen, und die Anfangsspannung E_1 ist gleich der Strecke $\overline{a\,c} + \overline{c\,d} = \overline{a\,d}$.

Sind die Widerstände induktiver Natur, so nimmt das Diagramm die Form der Fig. 19 an. Der Strom $J = \overline{a\,b}$ eilt der Spannung $E_2 = \overline{a\,c}$ um den Winkel φ_2 nach. Da die Zuleitungen als induktions- und kapazitätsfrei angesehen werden, so ist der Spannungsverlust $\varepsilon = J \cdot W_l = \overline{c\,d}$ in Phase mit dem Strome J und muß an E_2 im Punkte c parallel zur Strecke $\overline{a\,b}$ angetragen werden. Die Anfangsspannung wird dann nach Größe und Richtung durch die Strecke $\overline{a\,d}$ dargestellt. Aus Fig. 19b ergibt sich:

$$\left.\begin{aligned} E_1' &= \sqrt{(E_2 \cdot \cos\varphi_2 + \varepsilon)^2 + (E_2 \cdot \sin\varphi_2)^2} \\ &= \sqrt{E_2^2 + J^2 \cdot W_l^2 + 2 \cdot E_2 \cdot J \cdot W_l \cdot \cos\varphi_2} \end{aligned}\right\} \qquad (27)$$

Man sieht, daß die Anfangsspannung E_1' kleiner als E_1 bei induktionsfreier Belastung ist. Aus diesem Grunde wurde auch E_1' statt E_1 geschrieben. In den späteren Erörterungen soll aber dieser Unterschied in der Schreibweise für die Spannung nicht mehr gemacht werden.

Es ist ferner:

die sekundäre Leistung: $L_2 = E_2 \cdot J \cdot \cos\varphi_2$, (28)

die Anfangsleistung: $L_1 = E_2 \cdot J \cdot \cos\varphi_2 + J^2 \cdot W_l = E_1' \cdot J \cdot \cos\varphi_1$. (29)

Der Spannungsverlust weicht ebenfalls ab, weil an Stelle von E_1 jetzt E_1' gesetzt werden muß, und zwar ist nach Fig. 19, wenn man $\overline{c\,f_1} = \overline{c\,f}$ setzt:

$$\varepsilon' = E_1' - E_2 = \varepsilon \cdot \cos\varphi_2 . \qquad (30)$$

Hinsichtlich des prozentualen Spannungs- und Leistungsverlustes gilt schließlich folgendes. Entsprechend der Gl. (18) ist bezogen auf die Endspannung bzw. abgenommene Leistung:

$$\varepsilon' = \frac{p'}{100} E_2 ,$$

$$\mathrm{e} = \frac{p''}{100} L_2 .$$

Daraus folgt:

$$\varepsilon' \cdot J = \frac{p'}{100} \cdot \frac{E_2 \cdot J}{1000} ; \quad \mathrm{e} = \frac{p''}{100} \cdot \frac{E_2 \cdot J \cdot \cos\varphi_2}{1000} ,$$

und somit:

$$p' = p'' \cdot \cos\varphi_2 , \qquad (31)$$

d. h. der prozentuale Leistungsverlust ist bei induktiver Belastung kleiner als der prozentuale Spannungsverlust.

Nunmehr können die Ausgangsgleichungen für die Querschnittsberechnung von Einphasen-Wechselstrom-Verteilungsleitungen bei induktiver Belastung in KW aufgestellt werden. Wird ein prozentualer Spannungsverlust zugrunde gelegt, so ist:

$$q = \frac{J \cdot \mathscr{L}}{\lambda \cdot \varepsilon \cdot \cos\varphi_2} = \frac{q_G}{\cos\varphi_2}, \tag{32}$$

q_G = Querschnitt bei Gleichstrom.

Soll mit einem prozentualen Leistungsverluste gerechnet werden, so ist:

$$q = \frac{L_2 \cdot \mathscr{L} \cdot 10^5}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot p'' \cdot \cos^2\varphi_2} = \frac{q_G}{\cos^2\varphi_2}. \tag{33}$$

Aus Gl. (32) und (33) erkennt man, daß bei Wechselstrom und induktiver Belastung die Leitungsquerschnitte größer ausfallen als bei Gleichstrom, gleichen prozentualen Spannungs- bzw. Leistungsverlust vorausgesetzt. Daraus folgt, daß die Anlagekosten für die Leitungen größer werden, je schlechter der Leistungsfaktor der angeschlossenen Stromverbraucher ist, und auch aus diesem Grunde wurde bereits im I. Bd., S. 123 auf die Verbesserung des Leistungsfaktors durch übererregte Synchronmotoren usw. hingewiesen.

Die Verhältnisse ändern sich bedeutend, wenn die Zuführungsleitungen selbst nicht induktionsfrei sind, worauf jedoch erst im 6. Kapitel eingegangen werden wird.

In der Mehrzahl der Fälle wird nun nicht jeder Stromverbraucher seine eigene Leitung erhalten, sondern es werden wie bei Gleichstrom durchgehende Hauptleitungen verlegt, an die eine größere Zahl z. B. von Motoren in Parallelschaltung angeschlossen sind. Handelt es sich dabei um induktionsfreie Belastungen, so tritt gegenüber den Berechnungen bei Gleichstrom, wie aus dem bisher Gesagten hervorgeht, keine Abweichung ein.

Etwas umständlicher ist dagegen die Querschnittsbestimmung, wenn die Belastung durch induktive Widerstände gebildet wird, insbesondere dann, wenn dieselben voneinander unterschiedliche Leistungsfaktoren aufweisen. In diesem Falle können zwei verschiedene Wege eingeschlagen werden, die beide ausführlicher behandelt werden sollen. Die eine Methode basiert auf dem Leistungsverluste, die zweite auf dem Spannungsverluste. Legt man der Berechnung den Leistungsverlust zugrunde, so hat man den Vorteil, auf etwaige Phasenverschiebung keine Rücksicht nehmen zu müssen, während sich der Begriff des Spannungsverlustes bzw. Spannungsabfalles[1]) in Wechselstromanlagen nicht immer mit dem bei Gleichstrom deckt.

---

[1]) Solange auf die Selbstinduktion und die Kapazität der Zuleitungen keine Rücksicht zu nehmen ist, soll die Änderung der Spannung als „Spannungsverlust" bezeichnet werden. Erst im entgegengesetzten Falle wird vom „Spannungsabfall" gesprochen.

Der Leistungsverlust beim Einphasensystem ist:

$$e = J^2 \cdot W_l = \frac{J^2 \cdot \mathscr{L}}{\lambda \cdot q} \text{ Watt}, \tag{34}$$

worin:

$$J = \frac{L_2}{E_2 \cdot \cos\varphi_2},$$

wenn mit dem Index 2 auf den Stromverbraucher hingewiesen wird (Fig. 20). Aus Gl. (34) folgt:

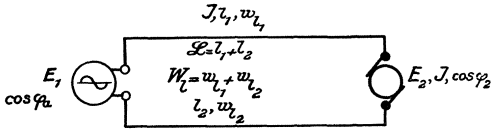


Fig. 20. Einphasen-Wechselstromkreis.

$$q = \frac{J^2 \cdot \mathscr{L}}{\lambda \cdot e}, \tag{35}$$

und für eine mehrfach belastete Leitung (Fig. 21) geht Gl. (35) ähnlich wie bei Gleichstrom über in die Form:

$$q = \frac{1}{\lambda \cdot e} \sum_{1}^{n} J^2 \cdot \mathscr{L} \,. \tag{36}$$

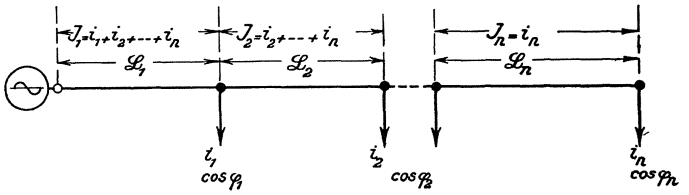


Fig. 21. Mehrfach belastete, offene Wechselstromleitung.

Eine genauere, wenn auch etwas zeitraubendere Berechnungsform ist die zweite mit Benutzung des Spannungsverlustes. Man ermittelt die Stromverteilung nach Wattströmen und wattlosen Strömen, die in den einzelnen Leiterstücken fließen.

Bekanntlich ist:

$$\left.\begin{aligned} J &= \sqrt{J_w^2 + J_{wl}^2} = \sqrt{(J \cdot \cos\varphi)^2 + (J \cdot \sin\varphi)^2}\,, \\ J_w &= J \cdot \cos\varphi = \text{Wattstrom}, \\ J_{wl} &= J \cdot \sin\varphi = \text{wattloser Strom}, \\ \cos\varphi &= \text{Leistungsfaktor des Stromverbrauchers}. \end{aligned}\right\} \tag{37}$$

Man bestimmt nun getrennt für die einzelnen angeschlossenen Widerstände mit Hilfe der denselben zukommenden Leistungsfaktoren die Stromkomponenten und bildet für die einzelnen Leiterabschnitte die geometrische Summe. Für Fig. 22 wäre also:

$$\left.\begin{aligned} i_{w_1} &= i_1 \cdot \cos\varphi_1 \quad | \quad i_{wl_1} = i_1 \cdot \sin\varphi_1 \\ i_{w_2} &= i_2 \cdot \cos\varphi_2 \quad | \quad i_{wl_2} = i_2 \cdot \sin\varphi_2 \\ i_{w_n} &= i_n \cdot \cos\varphi_n \quad | \quad i_{wl_n} = i_n \cdot \sin\varphi_n \end{aligned}\right\} \tag{38}$$

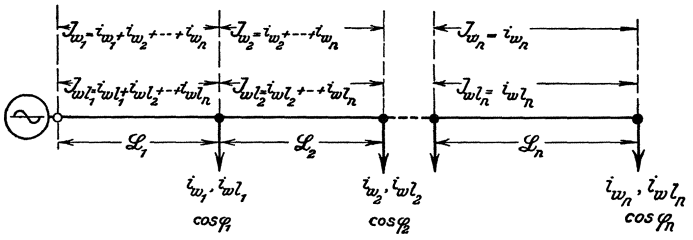


Fig. 22. Mehrfach belastete, offene Wechselstromleitung; Stromverteilung nach Watt- und wattlosen Strömen.

Alle Wattströme für sich und alle wattlosen Ströme für sich können algebraisch addiert werden, so daß:

$$\left.\begin{array}{l|l} J_{w_1} = i_{w_1} + i_{w_2} + \ldots + i_{w_n} & J_{wl_1} = i_{wl_1} + i_{wl_2} + \ldots + i_{wl_n} \\ J_{w_2} = \quad i_{w_2} + \ldots + i_{w_n} & J_{wl_2} = \quad i_{wl_2} + \ldots + i_{wl_n} \\ J_{w_n} = \quad i_{w_n} & J_{wl_n} = \quad i_{wl_n} \end{array}\right\} \quad (39)$$

und somit ergeben sich die einzelnen Leiterströme zu:

$$\left.\begin{array}{l} J_1 = \sqrt{J_{w_1}^2 + J_{wl_1}^2} \\ J_2 = \sqrt{J_{w_2}^2 + J_{wl_2}^2} \\ J_n = \sqrt{J_{w_n}^2 + J_{wl_n}^2} \end{array}\right\} \quad (40)$$

Der Leistungsfaktor am Anfange der Linie ist dann:

$$\cos\varphi_a = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{J_{wl_1}}{J_{w_1}}\right)^2}}, \quad (41)$$

und der Querschnitt wird gefunden aus der Gl. (42)

$$q = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon} \sum_1^n J \cdot \mathcal{L} \; . \quad (42)$$

Die Änderung des Leistungsfaktors $\cos\varphi_a$ infolge des Ohmschen Verlustes in der Hauptleitung, auf die in Gl. (30) Rücksicht genommen wurde, kann hier vernachlässigt werden, erstlich weil der Fehler praktisch völlig belanglos ist und ferner, weil die Rechnungen mit dem Rechenschieber, die Zahlenwerte für $\cos\varphi$ und $\sin\varphi$ und schließlich die Abrundung der gefundenen Querschnitte auf verbandsnormale eine ganze Reihe von kleinen Ungenauigkeiten mit sich bringen.

Zum leichteren Verständnisse soll nun ebenfalls ein praktisches Beispiel in allen Einzelheiten durchgerechnet und betrachtet werden. Um bequem Vergleiche zwischen Wechselstrom und Gleichstrom anstellen zu können, ist die Motorenanlage nach Fig. 7 (1 Beispiel) zugrunde gelegt (Fig. 23).

6. Beispiel. Die Motorspannung beträgt 220 Volt; der Spannungsverlust $\varepsilon = 5\% = 11$ Volt soll bei vollbelasteter Leitung am letzten Motor nicht überschritten werden. Die Frequenz des Wechselstromes ist $c = 50$. Dem Spannungsver-

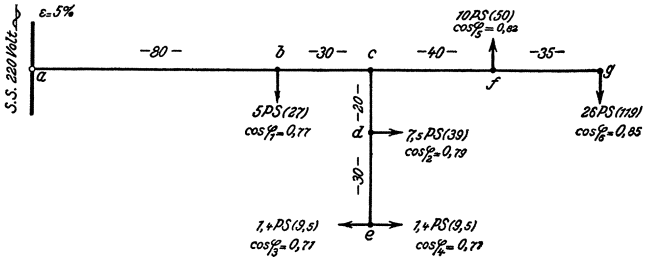


Fig. 23.

luste entsprechend soll der Querschnitt der Hauptleitung auch für einen Leistungsverlust von $\varepsilon = 5\%$ der ganzen zu übertragenden Leistung berechnet werden.

In Tab. II sind die Motorleistungen und die sonst gegebenen bzw. errechneten Daten zusammengestellt. Der Strom ergibt sich aus der Gl. (43).

$$J = \frac{736 \cdot L_{PS}}{E_2 \cdot \cos\varphi_M \cdot \eta_M} . \qquad (43)$$

Tabelle II.

Motorleistung PS	Leistungsfaktor $\cos\varphi_M$	$\sin\varphi_M$	Wirkungsgrad η_M	Stromstärke J	$\frac{L_2 = 736 \cdot L_{PS}}{\eta_M}$ Watt
5	0,77	0,64	0,80	27	4 600
7,5	0,79	0,61	0,81	39	6 800
1,4	0,71	0,70	0,70	9,5	1 470
1,4	0,71	0,70	0,70	9,5	1 470
10	0,82	0,57	0,82	50	9 000
26	0,85	0,53	0,86	119	22 200

I. Querschnitt bei vorausgesetztem Leistungsverluste.

Für die Hauptleitung ergibt sich:

$$\begin{aligned} 254^2 \cdot 80 &= 5\,161\,280 \\ 227^2 \cdot 30 &= 1\,545\,870 \\ 169^2 \cdot 40 &= 1\,142\,440 \\ 119^2 \cdot 35 &= \quad 495\,635 \\ &\overline{\quad\quad 8\,345\,225} \end{aligned}$$

$$q = \frac{8\,345\,225}{57 \cdot 2270} = 64{,}5\ \text{mm}^2 .$$

Den Leistungsfaktor am Anfange der Leitung kann man rechnerisch nicht ermitteln. Er muß in diesem Falle geschätzt werden. Die Grenzen, zwischen denen $\cos\varphi_a$ liegen kann, sind zum mindesten durch die Motorleistungsfaktoren gegeben, und man begeht keinen großen Fehler, wenn man $\cos\varphi_a = 0{,}75$ bis $0{,}80$ annimmt.

II. Stromverteilung nach Watt- und wattlosen Strömen.

Querschnitt bei vorausgesetztem Spannungsverluste.

Wattströme:				Wattlose Ströme:			
$i_{w_1} = i_1 \cdot \cos\varphi_1 =$	27	$\cdot 0{,}77 =$	20,8	$i_{wl_1} = i_1 \cdot \sin\varphi_1 =$	27	$\cdot 0{,}64 =$	17,3
$i_{w_2} = i_2 \cdot \cos\varphi_2 =$	39	$\cdot 0{,}79 =$	30,9	$i_{wl_2} = i_2 \cdot \sin\varphi_2 =$	39	$\cdot 0{,}61 =$	23,8
$i_{w_3} = i_3 \cdot \cos\varphi_3 =$	9,5	$\cdot 0{,}71 =$	6,75	$i_{wl_3} = i_3 \cdot \sin\varphi_3 =$	9,5	$\cdot 0{,}71 =$	6,75
$i_{w_4} = i_{w_3}$		$=$	6,75	$i_{wl_4} = i_{wl_3}$		$=$	6,75
$i_{w_5} = i_5 \cdot \cos\varphi_5 =$	50	$\cdot 0{,}82 =$	41,0	$i_{wl_5} = i_5 \cdot \sin\varphi_5 =$	50	$\cdot 0{,}57 =$	28,5
$i_{w_6} = i_6 \cdot \cos\varphi_6 =$	119	$\cdot 0{,}85 =$	101,0	$i_{wl_6} = i_6 \cdot \sin\varphi_6 =$	119	$\cdot 0{,}53 =$	63,0

Da an die Hauptleitung im Punkte c noch eine längere Abzweigleitung angeschlossen ist, so muß zunächst festgestellt werden, wie groß der Leistungsfaktor bei c des Teiles $c\,d\,e$ der Anlage ist. Es sei indessen schon hier bemerkt, daß man in der Praxis für die Querschnittsberechnung der Hauptleitung die umständliche Auswertung für $c\,d\,e$ nicht vornehmen wird, wenn es sich nicht um annähernd gleich umfangreiche Strombelastung handelt, wie die nachfolgende Hauptleitung sie selbst aufweist.

Es ist:

$$\begin{aligned} i_{w_2} &= 30{,}90 & i_{w\,l_2} &= 23{,}80 \\ i_{w_3} &= 6{,}75 & i_{w\,l_3} &= 6{,}75 \\ i_{w_4} &= 6{,}75 & i_{w\,l_4} &= 6{,}75 \\ J_{w_2} &= 44{,}40 & J_{w\,l_2} &= 37{,}30 \\ J_{w_3} &= 13{,}50 & J_{w\,l_3} &= 13{,}50 \end{aligned}$$

$$J_c = \sqrt{44{,}4^2 + 37{,}30^2} = 58{,}00 \text{ Amp.}, \qquad J_d = 18{,}3 \text{ Amp.},$$

$$\cos\varphi_c = 0{,}768\ .$$

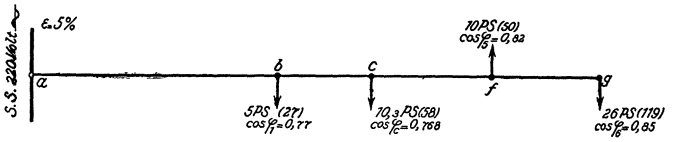


Fig. 24.

Die Fig. 23 geht somit über in die Fig. 24, und nunmehr kann die Querschnittsberechnung für die Hauptleitung erfolgen. In der gleichen Weise wie J_2 werden die einzelnen Leiterströme gefunden.

Es ergibt sich:

$$\begin{aligned} J_1 &= 267 & J_1 \cdot \mathfrak{L}_1 &= 267 \cdot 80 = 21\,360 \\ J_2 &\cong 227 & J_2 \cdot \mathfrak{L}_2 &= 227 \cdot 30 = 6\,810 \\ J_5 &\cong 169 & J_5 \cdot \mathfrak{L}_5 &= 169 \cdot 40 = 6\,760 \\ J_6 &= 119 & J_6 \cdot \mathfrak{L}_6 &= 119 \cdot 35 = 4\,165 \\ & & & \overline{39\,095} \end{aligned}$$

$$q = \frac{1}{57 \cdot 11}\, 39\,095 = 62{,}3 \text{ mm}^2\ ,$$

$$\cos\varphi_a = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{146{,}1}{207{,}2}\right)^2}} = 0{,}82\ .$$

Hier kann $\cos\varphi_a$ rechnerisch gefunden werden, weil die Stromkomponenten bekannt sind. Man sieht, daß die Annahme auf S. 38 einigermaßen zutreffende Werte geben wird.

Haben die einzelnen Motoren sehr schlechte Leistungsfaktoren, oder handelt es sich um eine sehr große Anzahl kleiner Motoren, wie z. B. für die Kleinhandwerker in den Netzen von Elektrizitätswerken und Überlandzentralen, dann ist allerdings bei der Annahme des Leistungsfaktors an den verschiedenen Anschlußpunkten Vorsicht zu üben. Leistungsfaktoren zu 0,7 bis 0,65 herunter sind wiederholt festgestellt worden. Was das auf die Stromerzeugungsstation ausmacht, wird im VI. Abschnitte besonders erläutert werden.

Die Sammelschienenspannung ist entgegen der Gleichung (27) und ebenfalls ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen durch einfache Addition von E_2 und ε wie bei Gleichstrom zu ermitteln, also:

$$E_1 = E_2 + \varepsilon\ .$$

Das Resultat, das sich aus einer Rechnung oder aus der graphischen Konstruktion für E_1 ergibt, ist für die Verteilungsleitungen so wenig von der algebraischen Addition verschieden, daß es praktisch schon gar nicht möglich ist, die Spannung E_1 z. B. durch Regeln des Generators oder bei einem Transformator einzustellen.

Schließlich interessiert in Gegenüberstellung mit $\varepsilon\%$ noch der prozentuale Leistungsverlust. Wenn zunächst der errechnete Querschnitt von 62,3 mm² zugrunde gelegt wird, so ist der Leistungsverlust:

$$e = J_1^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_1}{\lambda \cdot q} + J_2^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_2}{\lambda \cdot q} + J_5^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_5}{\lambda \cdot q} + J_6^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_6}{\lambda \cdot q}$$

$$= \frac{1}{57 \cdot 62{,}3}(267^2 \cdot 80 + 227^2 \cdot 30 + 169^2 \cdot 40 + 119^2 \cdot 35) = 2500 \text{ Watt}.$$

Die von den Sammelschienen abzugebende Leistung beträgt:

$$231 \cdot 267 \cdot 0{,}82 = 50\,500 \text{ Watt},$$

und somit ist der prozentuale Leistungsverlust 4,95%, gegenüber dem prozentualen Spannungsverluste 5%; dieser Unterschied ist praktisch belanglos.

Dieses Beispiel zeigt also, daß man für die Berechnung der Querschnitte von Wechselstromverteilungsleitungen ohne Bedenken den Leistungsverlust zugrunde legen kann. Wünscht man einen größeren Genauigkeitsgrad, oder will man sich namentlich bei ausgedehnteren Anlagen Gewißheit über den Leistungsfaktor am Anfange der Linie verschaffen, so hat man in den Gleichstrom-Gleichungen für die Ströme die aus den Wattströmen und wattlosen Strömen ermittelten Werte einzusetzen.

Die Prüfung der rechnerisch ermittelten, mit dem nach den Verbandsvorschriften hinsichtlich der Strombelastung zulässigen Querschnitte ergibt, daß bei verseiltem Zweileiterkabel im Erdboden verlegt $q = 95$ mm² und bei Gummiaderleitung oberirdisch montiert $q = 120$ mm² betragen müßte. In Gegenüberstellung mit den Resultaten des 1. Beispieles ist also:

	bei Wechselstrom	bei Gleichstrom
für Kabel	$q = 95$ mm²	$q = 50$
für Gummiaderleitung	$q = 120$ mm²	$q = 70$

unter der Voraussetzung gleichen prozentualen Spannungsverlustes. Soll der Leistungsverlust die gleiche Höhe aufweisen, so ist der Vergleich der Querschnitte nach Gl. 19 bzw. 36 ohne weiteres gegeben.

Ein Eingehen auf die Querschnittsberechnung bei geschlossenen Leitungen ist überflüssig, weil sie unter Berücksichtigung des oben Gesagten keine Schwierigkeiten bietet.

c) Zweiphasenstrom. Wie schon im I. Bd., S. 205 angegeben unterscheidet man beim Zweiphasenstrom das unverkettete und das verkettete System. Obgleich Zweiphasenstromanlagen heute nur noch verschwindend wenig gebaut werden, sollen hier der Vollständigkeit wegen doch die notwendigen Angaben über die Querschnittsberechnung gemacht werden.

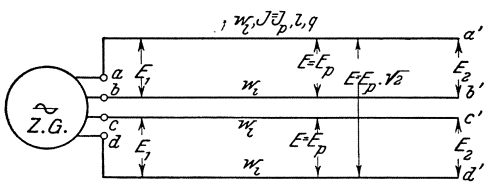


Fig. 25. Unverketteter Zweiphasen-Wechselstromkreis.

Beim unverketteten System (Fig. 25), das aus zwei völlig getrennten und unabhängigen Einphasensystemen besteht, tritt eine Abweichung in der Leitungsberechnung gegenüber den Angaben beim Ein-

phasensystem nicht ein. Bezeichnet E_1 die Spannung am Generator bzw. den Sammelschienen eines Verteilungspunktes, E_2 die Spannung am Stromverbraucher, w_l den Widerstand eines Leiters[1]) und J die Stromstärke in einer Systemhälfte, so ist unter der Voraussetzung, daß die Zuleitungen wiederum induktionsfrei sind und die vier Leiter gleiche Ströme führen:

Der Spannungsverlust:

$$\varepsilon = E_1 - E_2 = 2 \cdot J \cdot w_l = \frac{2 \cdot J \cdot l}{\lambda \cdot q} . \tag{44}$$

Aus dem auf S. 37 genannten Grunde kann auch hier ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen für die Berechnung der Sammelschienenspannung die algebraische statt der geometrischen Addition von E_2 und ε gewählt werden, also:

$$E_1 = E_2 + \varepsilon .$$

Der Leistungsverlust in allen vier Leitungen, d. h. für das ganze System, ist:

$$e = 4 \cdot J^2 \cdot w_l = \frac{4 \cdot J^2 \cdot l}{\lambda \cdot q} . \tag{45}$$

Beim verketteten System (Fig. 26) sind die Leiter $b\,b'$ und $c\,c'$ in Fig. 25 zu einem Leiter zusammengelegt, der mit dem Namen „Mittelleiter" bezeichnet wird. Ist w_R der Widerstand des Mittelleiters und $J_R = J \cdot \sqrt{2}$ der Strom, der in demselben fließt, so ist unter den gleichen Voraussetzungen wie beim unverketteten Systeme mit hinreichender Genauigkeit der Spannungsverlust für jede Systemhälfte:

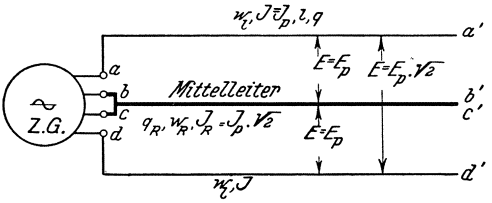


Fig. 26. Verketteter Zweiphasen-Wechselstromkreis.

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon = E_1 - E_2 &= J (w_l + w_R) \\ &= \frac{J \cdot l}{\lambda} \left(\frac{1}{q} + \frac{1}{q_R} \right) \end{aligned}\right\} \tag{46}$$

und der Leistungsverlust im ganzen System:

$$\left.\begin{aligned} e &= 2 \cdot J^2 \cdot w_l + J_R^2 \cdot w_R \\ &= \frac{l}{\lambda} \left(\frac{2 \cdot J^2}{q} + \frac{J_R^2}{q_R} \right) . \end{aligned}\right\} \tag{47}$$

Da im Mittelleiter die $\sqrt{2}$ mal höhere Stromstärke fließt, so wird in der Regel der Querschnitt desselben $\sqrt{2}$ mal größer gewählt als der-

[1]) Durch den kleinen Buchstaben w_l soll angedeutet werden, daß es sich um den Widerstand nur einer Leitung z. B. auf Gleichstrom bezogen der Hin- oder der Rückleitung handelt. Dasselbe gilt für den kleinen Buchstaben l (siehe S. 12).

jenige eines Außenleiters, was gleichbedeutend mit der Festsetzung der gleichen Stromstärke pro mm² Leiterquerschnitt (Stromdichte) ist.

Bei Zweiphasenmotoren berechnet sich die Stromstärke aus der Gl. (48):

$$J = \frac{736 \cdot L_{PS}}{2 \cdot E_2 \cdot \cos\varphi_M \cdot \eta_M} . \tag{48}$$

Sind mehrere Stromverbraucher parallel an eine Hauptleitung angeschlossen und sind dieselben induktiver Natur also z. B. Motoren, so sind in der Gl. (47) die aus den Watt- und wattlosen Komponenten der einzelnen Teilströme berechneten Leitungsströme wie beim Einphasensystem einzusetzen.

d) Dreiphasen- oder Drehstrom. Dieses ist das für die Wechselstrom-Kraftübertragung am häufigsten benutzte System. Wie im I. Bd. S. 207 ebenfalls bereits erwähnt, ist dabei die Dreieck- und die Sternschaltung zu unterscheiden, letztere entweder ohne oder mit viertem (Null-)Leiter. Die als bekannt vorausgesetzten Strom- und Spannungsverhältnisse sind in den Fig. 27, 31 und 32 angegeben. Bei den folgenden Erörterungen ist auf die Wicklungsschaltung des Stromerzeugers bzw. des Transformators beim Anschluß einer Verteilungsanlage an ein Hochspannungsnetz nicht Rücksicht genommen, und zwar weil diese Schaltung in den wenigsten Fällen bekannt ist. Sie ist auch für die Berechnung der Verteilungsleitungen belanglos. Alle Angaben oder Annahmen nach dieser Richtung beziehen sich daher im folgenden nur auf die angeschlossenen Stromverbraucher.

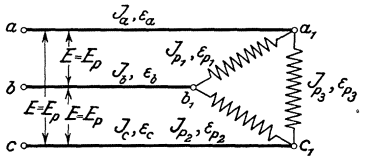


Fig. 27. Dreiphasen-Wechselstromkreis (Dreieckschaltung).

α) Dreieckschaltung (Fig. 27). Bezeichnet J_p den Phasenstrom, J_a den Leitungsstrom, E_p die Phasenspannung, E die verkettete Spannung und w_l den Widerstand einer Leitung, so ist unter der Voraussetzung gleicher Belastung aller drei Phasen:

$$J_a = J_b = J_c = \sqrt{3} \cdot J_p \tag{49}$$

und:

$$J_{p_1} = J_{p_2} = J_{p_3} .$$

Der Spannungsverlust in den Leitungen wird dann, wenn dieselben wiederum als induktions- und kapazitätsfrei angesehen werden:

$$\varepsilon_a = \varepsilon_b = \varepsilon_c = J_a \cdot w_l , \tag{50}$$

bzw. pro Phase:

$$\varepsilon_{p_1} = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_a , \quad \varepsilon_{p_2} = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_b , \quad \varepsilon_{p_3} = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_c . \tag{51}$$

Mit Gl. (50) ergibt sich:

$$\varepsilon_{p_1} = \sqrt{3} \cdot J_a \cdot w_l = 3 \cdot J_{p_1} \cdot w_l = 3 \cdot J_{p_1} \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q} ,$$

oder:

$$q = \frac{3 \cdot J_{p_1} \cdot l}{\lambda \cdot \varepsilon_{p_1}} . \tag{52}$$

In Gl. (52) bedeutet also J_p den Phasen- oder Belastungsstrom und ε_p den Spannungsverlust, der bei diesem Strome auftritt (gleichbedeutend mit dem Spannungsverluste z. B. beim Gleichstromzweileitersystem).

Der Leistungsverlust in den drei Leitungen ist:

$$e = 3 \cdot J_a^2 \cdot w_l = \frac{3 \cdot J_a^2 \cdot l}{\lambda \cdot q}$$

und somit:

$$q = \frac{3 \cdot J_a^2 \cdot l}{\lambda \cdot e}, \tag{53}$$

bzw. wenn mit dem Belastungsstrome gerechnet wird:

$$q = \frac{9 \cdot J_p^2 \cdot l}{\lambda \cdot e}. \tag{54}$$

Eines besonderen Hinweises bedarf nun die ungleiche Belastung der drei Phasen und zwar wegen des dann in den einzelnen Leitungen bzw. Phasen auftretenden Spannungsverlustes. Des besseren Verständnisses wegen sollen die Betrachtungen zunächst auf induktionsfreie Belastung bezogen werden. In Fig. 28 ist das der Fig. 27 entsprechende Strom- und Spannungsdiagramm dargestellt. Es ist $\overline{Oa} = J_{p_1}$, $\overline{Ob} = J_{p_2}$, $\overline{Oc} = J_{p_3}$ der Belastungsstrom jeder Phase; die Leitungsströme sind dann gleich den Strecken $\overline{ac} = J_a$, $\overline{ab} = J_b$, $\overline{bc} = J_c$. Da die Belastungen durch induktionsfreie Widerstände gebildet sein sollen, so fallen die Vektoren der Spannungen E und der Spannungsverluste ε mit den Stromvektoren zusammen, und es ist infolgedessen in einem anderen Maßstabe gemessen $\overline{Oa} = \varepsilon_{p_1}$, $\overline{Ob} = \varepsilon_{p_2}$, $\overline{Oc} = \varepsilon_{p_3}$ bzw. $\overline{ac} = \overline{OA} = \varepsilon_a$, $\overline{ab} = \overline{OB} = \varepsilon_b$ und $\overline{bc} = \overline{OC} = \varepsilon_c$. Der Spannungsverlust pro Phase ergibt sich durch geometrische Addition der

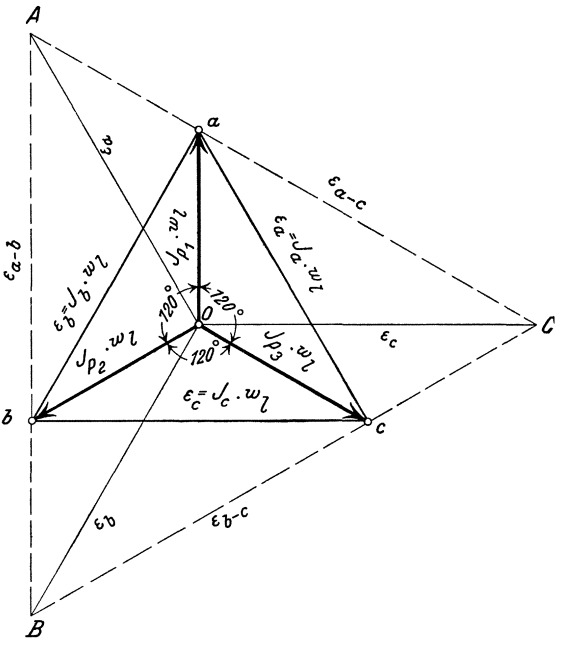


Fig. 28. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz mit Dreieckschaltung (gleiche Phasenbelastung).

Spannungsverluste der beiden zugehörigen Leitungen, so daß also der Spannungsverlust für die Phase $a\,b$ gleich ist der Strecke $\overline{AB}$ usw. Sind nun die Phasen ungleich belastet, so geht das Diagramm über in die Fig. 29, die ohne weiteres verständlich ist. Der ungünstigste Fall ist der, bei welchem nur in einer Phase die Vollaststromstärke fließt,

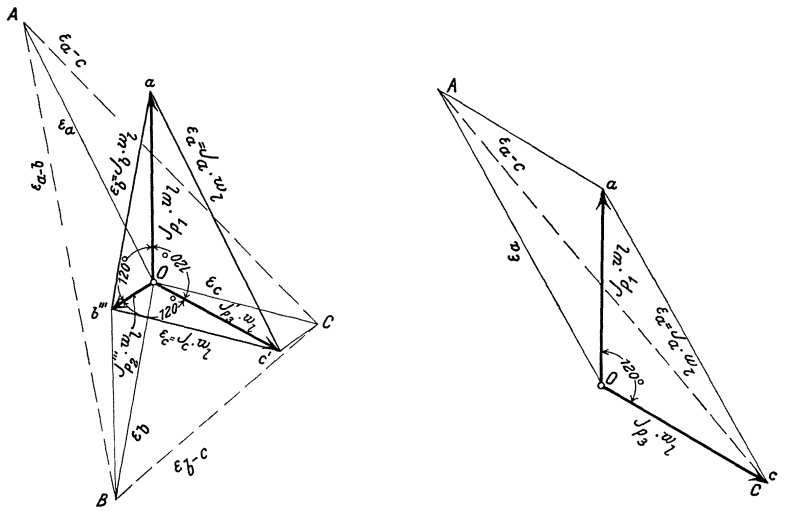


Fig. 29 u. 30. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz in Dreieckschaltung (ungleiche Phasenbelastung).

während die beiden anderen Phasen unbelastet sind. Dann erhält das Diagramm die Gestalt der Fig. 30. Man erkennt aus diesen Diagrammen, daß bei beliebigen Belastungsänderungen die Spannungsschwankungen nie größer werden können als der höchste Spannungsverlust, der bei gleicher Vollbelastung aller drei Phasen vorhanden ist.

Es bedarf wohl keines ausführlichen Hinweises mehr, daß die Verhältnisse für die Spannungsverluste sich nicht wesentlich ändern, wenn an Stelle der induktionsfreien Widerstände solche induktiver Natur treten. Die Strom- und Spannungsvektoren sind dann nur ähnlich der Fig. 19 um den Phasenverschiebungswinkel φ gegeneinander verschoben.

Bereits im I. Bd., S. 208 bis 211 wurde bei der Wicklungsschaltung der Drehstromtransformatoren auf die Vorzüge der Dreieckschaltung auch nach dieser Richtung aufmerksam gemacht. Es empfiehlt sich, die dort gegebenen Erklärungen mit den obigen Angaben etwas eingehender zu studieren.

β) Sternschaltung. Bei dieser Schaltung hat man bekanntlich zwischen zwei Ausführungsformen zu unterscheiden und zwar zwischen einer solchen mit und einer solchen ohne vierten- oder Nulleiter (Fig. 31 und 32). Im I. Bd., S. 208 sind die Strom- und Spannungsverhältnisse auch dieses Systems bereits erläutert worden, und es soll daher hier

nur kurz darauf hingewiesen werden. Unter der Voraussetzung gleicher Belastung der drei Phasen ist der Nulleiter stromlos. Der in jeder Leitung fließende Strom ist:

$$J_a = J_{p_1}, \quad J_b = J_{p_2}, \quad J_c = J_{p_3}. \tag{55}$$

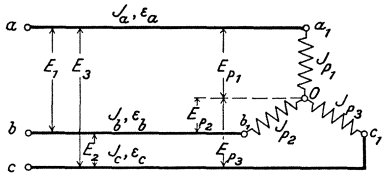


Fig. 31. Dreiphasen-Wechselstromkreis (Sternschaltung der Stromverbraucher).

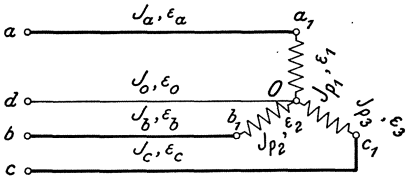


Fig. 32. Dreiphasen-Wechselstromkreis (Sternschaltung mit Nulleiter).

Dagegen weichen die Spannungen voneinander ab, und zwar ist die Phasenspannung:

$$E_p = \sqrt{3} \cdot E. \tag{56}$$

Somit ist der Spannungsverlust einer Phase:

$$\varepsilon_a = J_a \cdot w_l = J_a \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q},$$

und daraus folgt der Querschnitt einer Leitung:

$$q = \frac{J_a \cdot l}{\lambda \cdot \varepsilon_a}. \tag{57}$$

Der Leistungsverlust in den drei Leitungen berechnet sich wie bei der Dreieckschaltung zu:

$$e = 3 \cdot J_a^2 \cdot w_l = 3 \cdot J_{p_1}^2 \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q}$$

und hieraus:

$$q = \frac{3 \cdot J_{p_1}^2 \cdot l}{\lambda \cdot e} \tag{58}$$

bzw. wenn wiederum die Leistung in KW und der Verlust prozentual eingesetzt wird:

$$q = \frac{L_2 \cdot l \cdot 10^5}{E_2^2 \cdot \cos^2 \varphi_2 \cdot \lambda \cdot p}, \tag{59}$$

unter der Voraussetzung, daß man von der sekundären Leistung ausgeht.

Wie bei der Dreieckschaltung soll auch hier noch untersucht werden, in welcher Weise sich der Spannungsverlust ändert, wenn die einzelnen Phasen ungleich belastet sind. In diesem Falle, der in Beleuchtungsanlagen stets eintritt, kann die Sternschaltung nur mit Benutzung des vierten oder Nulleiters verwendet werden, da sonst so starke Unsymmetrien im Systeme auftreten, daß ein einwands-

freier Betrieb nicht mehr möglich ist. Es soll daher die nun folgende Betrachtung auch nur auf das Vierleitersystem ausgedehnt werden.

Tritt in Fig. 32 eine Abnahme in der Belastung der Phase $a_1 O$ ein, während die beiden anderen Phasen vollbelastet sind, so fließt im Nullleiter der Strom $J_0' = J_a - J_a'$, wenn mit J_a' der neue, geringere Strom bezeichnet wird. Das entsprechende Strom- und in einem anderen Maßstabe gemessene Spannungsdiagramm ist in Fig. 33 dargestellt wiederum unter der Voraussetzung, daß es sich um induktionsfreie Belastungswiderstände handelt und die Leitungen induktions- und kapazitätsfrei sind. Der Strom $O a$ ist auf $O a'$ gesunken und der Strom im Nullleiter von Null auf $O g'$ gestiegen. Der Spannungsverlust im Leiter $a a'$ (Fig. 32) beträgt jetzt $\varepsilon_a' = J_a' \cdot w_l$, während sich die Verluste in den Leitern $b b'$ und $c c'$ nicht geändert haben. Die Spannungsverluste sind nunmehr aber in allen drei Phasen von den Werten bei gleicher Belastung abweichend und zwar für:

$$\text{Phase } a\,a': \quad J_a' \cdot \overbrace{w_l - J_0' \cdot w_l} = a'\,d' = \varepsilon_{a-0}\,,$$

$$,, \quad b\,b': \quad J_b \cdot \overbrace{w_l - J_0' \cdot w_l} = b\,d' \;\; = \varepsilon_{b-0}\,,$$

$$,, \quad c\,c': \quad J_c \cdot \overbrace{w_l - J_0' \cdot w_l} = c\,d' \;\; = \varepsilon_{a-0}\,.$$

Das Zeichen $\overbrace{}$ soll die geometrische Zusammensetzung der einzelnen Vektoren andeuten. Geht der Strom J_a weiter zurück, also z. B. nach a'' in Fig. 33, so ist der negative Verlust im Nullleiter gleich dem positiven Verluste in der Hauptleitung. Wird schließlich $J_a = 0$, so ist der Verlust im Nullleiter gleich der geometrischen Summe der Verluste in den beiden Hauptleitungen $b b_1$ und $c c_1$, oder mit anderen Worten: Die Spannung der entlasteten Phase $a a_1$ steigt um den Betrag des Spannungsverlustes im Nullleiter.

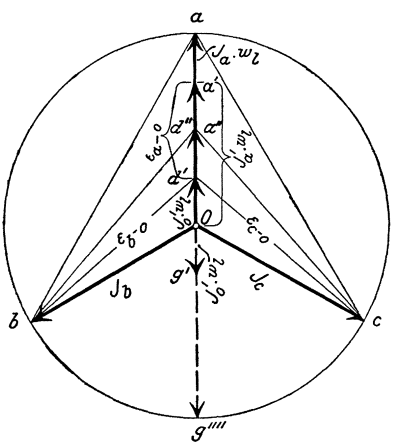


Fig. 33. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz in Sternschaltung mit Nulleiter.

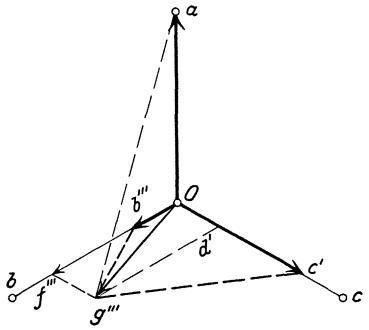
Bezieht man die Verschiebung der Spannungsverluste der leichteren Beurteilung wegen auf einen Spannungsverlust ε_g, der bei gleicher Phasenbelastung der Leitungsberechnung zugrunde gelegt worden ist, und wählt man den Querschnitt des Nulleiters gleich demjenigen eines Außenleiters, so erhält man für:

$$\left.\begin{aligned} &J_a = 0 \quad \text{und} \quad J_b = J_c = \max: \\ &\varepsilon_a = \varepsilon_g \\ &\varepsilon_b = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_g \\ &\varepsilon_c = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_g \end{aligned}\right\} \qquad (60)$$

Hieraus erkennt man, daß bei Entlastung einer Phase die Spannungsverluste in den beiden anderen Phasen und im Nulleiter zunehmen, und daß die Spannung am Ende der entlasteten Phase niedriger, gleich oder höher sein kann als am Anfange der Leitung.

Wie sich die Verhältnisse ändern, wenn alle drei Phasen ungleich belastet sind, zeigt die Fig. 34, die einer besonderen Erklärung wohl nicht mehr bedarf.

Schließlich soll in Gegenüberstellung mit der Dreieckschaltung auch noch der ungünstigste Fall untersucht werden, wenn zwei Phasen unbelastet und die dritte vollbelastet sind. In Fig. 35 ist dieses zur Dar-



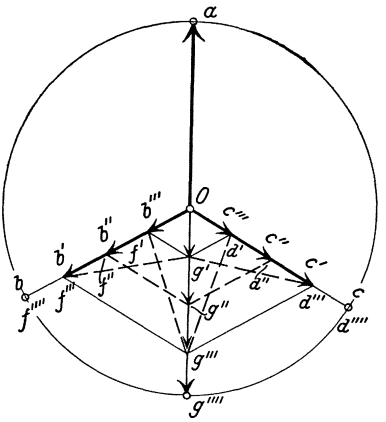


Fig. 34 u. 35. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz in Sternschaltung mit Nulleiter (ungleiche Phasenbelastung).

stellung gebracht. Mit dem gleichmäßigen, allmählichen Abnehmen der Belastungsströme J_b und J_c (Punkte b', b'', b''' bzw. c', c'', c''' in Fig. 35) steigt der Strom im Nulleiter, und der durch ihn verursachte Spannungsverlust fällt in die Richtung der Strecke $\overline{O\,g}$ (vgl. auch $O\,g$ in Fig. 33). Die Spannungsverluste für die Phasen b und c werden aus der geometrischen Addition der Strecken $\overline{O\,b}$ und $\overline{O\,c}$ mit $\overline{O\,g}$ gefunden, sind also gleich $b'\,g'$ bzw. $c'\,g'$ usw., während der Spannungsverlust in der Phase a um den Spannungsverlust $J_0 \cdot w_l$ im Nulleiter ansteigt. Bei vollkommener Entlastung der Phasen b und c erreicht demnach der Spannungsverlust in der Phase a den doppelten Wert desjenigen bei symmetrischer Vollbelastung aller Phasen.

Ähnlich wie für die Gl. (60) ergibt sich somit, wenn:

$$\left.\begin{aligned} &J_b = J_c = 0 \quad \text{und} \quad J_a = \max: \\ &\varepsilon_a = 2 \cdot \varepsilon_g \\ &\varepsilon_b = \varepsilon_g \\ &\varepsilon_c = \varepsilon_g \end{aligned}\right\} \qquad (61)$$

Hieraus folgt, daß bei Vollbelastung nur einer Phase und vollkommener Entlastung der beiden anderen die Span-

nung am Ende der entlasteten Phasen höher ist als am Anfange derselben Leitungen.

Ist also ein verhältnismäßig hoher Spannungsverlust in Beleuchtungsanlagen mit Glühlampen vorhanden, so kann bei Entlastung einzelner Phasen unter Umständen eine so hohe Spannung an den noch brennenden Lampen herrschen, daß dieselben gefährdet werden.

Handelt es sich um die Querschnittsberechnung von Stromkreisen mit mehreren parallel angeschlossenen Stromverbrauchern, so gelten sinngemäß alle die beim Einphasensystem gegebenen Gleichungen. Den Nulleiterquerschnitt wählt man entgegen der Annahme auf S. 46 in der Regel gleich der Hälfte einer Außenleitung und hat damit bisher gute Erfahrungen gemacht. Wie sich dann die Spannungsverluste bzw. Spannungsabfälle[1]) bei ungleicher Phasenbelastung gestalten, ist nach den obigen rechnerischen und zeichnerischen Erläuterungen nicht mehr schwer zu finden, und es kann infolgedessen ein Eingehen auch auf diesen Fall unterbleiben.

6. Die Wechselstrom-Fernleitungen.

a) Allgemeine Grundlagen, Grundgleichungen. Wenn bei der Berechnung der Wechselstrom-Verteilungsleitungen die Selbstinduktion und die Kapazität der Zuführungsleitungen nicht berücksichtigt wurde, so ist das bei den Fernleitungen nicht mehr zulässig. Die folgenden Erklärungen werden zeigen, daß diese Einflüsse von ganz besonderer Bedeutung sind, weniger zwar auf den Leistungsverlust als in der Hauptsache auf den Spannungsabfall[1]) bzw. auf die Spannung in der Stromerzeugungsstation, an einem Transformator oder an einem ähnlichen Punkte eines Stromkreises. Der Unterschied in den Belastungsarten, ob es sich also um solche induktionsloser oder induktiver Natur handelt, muß natürlich gleichfalls gemacht werden.

Die elektrischen Vorgänge in langen, wechselstromdurchflossenen Leitungen — sowohl in blanken, oberirdisch auf Masten verlegten als auch in Kabeln — sind außerordentlich verwickelter Natur und in mancher Beziehung einer exakten Berechnung überhaupt nicht zugänglich. Kenelly, Rößler, Breisig, Herzog und Feldmann und eine ganze Reihe anderer bekannter Autoren haben sich dem Studium dieser Probleme gewidmet, und es ist gewiß hochinteressant, die theoretischen Entwicklungen zu verfolgen. Indessen fehlt dem projektierenden Ingenieur zumeist die Zeit, umständliche und schwierige, ein großes mathematisches Wissen voraussetzende Rechnungen anzustellen, um eine Leitungsanlage zu entwerfen und die Anfangsspannungen, Spannungsabfälle usw. zu bestimmen. Es soll infolgedessen hier von der theoretischen Behandlung der Leitungsberechnung abgesehen und dafür ein Näherungsverfahren für die häufiger vorkommenden Fälle angegeben werden, das praktisch vollkommen zuverlässige Resultate liefert. Nur andeutungsweise seien daher die beiden der Berechnung von

[1]) Siehe Fußnote auf S. 35.

Wechselstromfernleitungen zugrunde liegenden Differentialgleichungen angeführt, um aus diesen zu erkennen, welche Größen zu berücksichtigen sind.

Es ist für ein Leiterelement von der Länge dx, das den Strom i_x führt:

der Ohmsche Spannungsverlust: $(w_w \cdot dx)\, i_x$ und die EMK der Selbstinduktion: $(L \cdot dx)\, \frac{di_x}{dt}$. Der Spannungsunterschied an den Enden dieses Leiterelementes ist dann:

$$-\frac{de_x}{dx} = w_w \cdot i_x + L \cdot \frac{di_x}{dt}\,. \tag{62}$$

Die beiden Leitungen z. B. eines Einphasenstromkreises sind ferner als ein Kondensator aufzufassen, der gebildet wird durch die beiden metallischen Stücke als Belege und die zwischenliegende Luft als Dielektrikum. Wenn die an den Kondensatorklemmen herrschende Spannungsdifferenz e_x ist, so ist:

der aufgenommene Ladestrom: $(C \cdot dx)\, \frac{de_x}{dt}$,

der von dem Dielektrikum durchgelassene Strom, weil die Isolation nicht vollkommen erreicht werden kann: $(\lambda_{\mathfrak{Z}} \cdot dx)\, e_x$,

und der durch Ausstrahlung für die Nutzanwendung verlorengehende Strom: $(\varkappa \cdot dx)\, e_x$.

Die Änderung der die Leitung durchfließenden Stromstärke ist dann:

$$-\frac{di_x}{dx} = (\lambda_{\mathfrak{Z}} + \varkappa)\, e_x + C \cdot \frac{de_x}{dt}\,. \tag{63}$$

In den Gl. (62) und (63) bezeichnet:

w_w den Ohmschen Widerstand der Leitung bei Wechselstrom,

L den Koeffizienten der Selbstinduktion,

$\lambda_{\mathfrak{Z}}$ die Leitfähigkeit der Isoliermaterialien, maßgebend für die Ableitung,

$\varkappa$ den Koeffizienten für die Ausstrahlung der Elektrizität in den Luftraum,

C die Kapazität.

Es sollen nun die einzelnen Größen w_w, L, $\lambda_{\mathfrak{Z}}$, $\varkappa$ und C, die man auch die charakteristischen Daten der Leitung nennt, der Reihe nach betrachtet werden, soweit das für praktische Berechnungen erforderlich ist. Dabei wird vorausgesetzt, daß sich die Spannung und der Strom nach einfachen Sinusfunktionen der Zeit ändern, wie es bei den Stromerzeugern für Kraftübertragungszwecke stets der Fall ist, und daß ferner der sog. stationäre Zustand des Betriebes eingetreten ist, d. h. daß die Leitung unter Spannung steht und der Belastungsstrom fließt.

Nach O. Heaviside ist ferner noch die Leistungsabnahme längs der Leitungslänge dx:

$$\frac{d(e \cdot i)}{dx} = -e\,\frac{di}{dx} - i\,\frac{de}{dx}\,,$$

bzw. wenn die Gl. (62) und (63) eingeführt werden:

$$\frac{d(e \cdot i)}{dx} = (i^2 \cdot w_w + e^2 \cdot \lambda_\Im + e^2 \cdot \varkappa) + \frac{d}{dt}\left(\frac{1}{2} L \cdot i^2 + \frac{1}{2} C \cdot e^2\right). \quad (64)$$

Diese Gl. (64) besagt in Worten: Ist eine bestimmte elektrische Leistung mittels Wechselstrom auf eine gegebene Entfernung zu übertragen, so sind zu der Nutzleistung je nach der Höhe der Spannung noch drei Leistungsbeträge ($i^2 \cdot w_w$, $e^2 \cdot \lambda_\Im$ und $e^2 \cdot \varkappa$) aufzuwenden, die zur Überwindung des Ohmschen Widerstandes der Leitungen ($i^2 \cdot w_w$), des Widerstandes des Dielektrikums $e^2 \cdot \lambda_\Im$ und zur Deckung des Strahlungsverlustes $e^2 \cdot \varkappa$ dienen, und ferner ein Leistungsbetrag für die Erzeugung des magnetischen Feldes $\frac{1}{2} L \cdot i^2$ und ein solcher zur Erzeugung des elektrischen Feldes $\frac{1}{2} C e^2$. Die Beträge $i^2 \cdot w_w$, $e^2 \cdot \lambda_\Im$ und $e^2 \cdot \varkappa$ werden in Wärme umgesetzt und sind für die Nutzleistung verloren; die Beträge $\frac{1}{2} L \cdot i^2$ und $\frac{1}{2} C \cdot e^2$ sind dagegen in den magnetischen und elektrischen Feldern aufgespeichert und werden beim Ausschalten bzw. Unterbrechen des belasteten Stromkreises wieder frei. Es entstehen dann Überspannungen (siehe S. 341 und 448).

b) Der Ohmsche Widerstand und der Skineffekt. Der Ohmsche Widerstand war für eine von Gleichstrom durchflossene Leitung:

$$w_g = \frac{2 \cdot l}{\lambda \cdot q}.$$

Die EMK der Selbstinduktion bei Wechselstrom bewirkt nun aber, daß die Stromverteilung über den Leiterquerschnitt nicht mehr wie bei Gleichstrom überall gleichmäßig ist, sondern die Stromdichte wird in den Teilen des Leiters am größten, in welchen das magnetische Feld am stärksten ist, also nach der Oberfläche des Leiters zu. Man bezeichnet diese Erscheinung mit dem Namen Skineffekt (Hautwirkung). Der Ohmsche Widerstand nimmt aus diesem Grunde zu und zwar um so stärker, je höher die Periodenzahl des Wechselstroms und der Durchmesser des Leiters ist. Besteht der letztere aus unmagnetischem Material (Kupfer oder Aluminium), so ist angenähert, wenn mit d der Durchmesser in cm und mit w_g der entsprechende Widerstand bei Gleichstrom bezeichnet wird:

$$w_w = w_g(1 + 7{,}5\, c^2 \cdot d^4 \cdot 10^{-7}) \text{ Ohm}. \quad (65)$$

Bei den üblichen Frequenzen ($c = 25$ bis 50) ergeben sich für 1 km Leitungslänge bei den verschiedenen, praktisch vorkommenden Querschnitten so geringe Widerstandserhöhungen, daß dieselben, ohne einen belangreichen Fehler zu machen, unberücksichtigt bleiben können.

7. Beispiel. Ist für Kupfer:

$q = 50$ mm², also $d = 0{,}798$ cm und w_g bei $\lambda = 57$ für 1 km $= 0{,}350$ Ohm, so ist bei $c = 25$:

$$w_w = 0{,}350(1 + 7{,}5 \cdot 25^2 \cdot 0{,}798^4 \cdot 10^{-7}) = 0{,}3500066 \text{ Ohm},$$

bei $c = 50$:

$$w_w = 0{,}350(1 + 7{,}5 \cdot 50^2 \cdot 0{,}798^4 \cdot 10^{-7}) = 0{,}350266 \text{ Ohm},$$

also die Widerstandszunahme auch bei der für Beleuchtungsanlagen im allgemeinen in Deutschland gebräuchlichen Frequenz $c = 50$ verschwindend klein.

Handelt es sich um magnetisches Material z. B. Kupferpanzerstahldraht[1]), so ist der Ohmsche Widerstand nach der folgenden Gl. (66) zu berechnen, in welcher μ die Permeabilität des Leiters bezeichnet:

$$w_w = w_g \left[1 + \frac{1}{12}\left(\frac{2\pi \cdot c \cdot l \cdot \mu}{10^9 \cdot w_g}\right)^2 - \frac{1}{180}\left(\frac{2\pi \cdot c \cdot l \cdot \mu}{10^9 \cdot w_g}\right)^4\right], \quad (66\text{a})$$

oder wenn:

$$w_g = \frac{l}{\lambda \cdot \mu \cdot q} \quad (q \text{ in cm}^2,\ l \text{ in cm}),$$

so wird:

$$w_w = w_g \left[1 + \frac{1}{12}(2\pi \cdot c \cdot \mu \cdot q \cdot \lambda)^2 - \frac{1}{180}(2\pi \cdot c \cdot \mu \cdot q \cdot \lambda)^4\right]. \quad (66\text{b})$$

Aber auch hier ist die Widerstandserhöhung bei den praktisch zur Verlegung kommenden Querschnitten zu vernachlässigen. Somit kann man unbedenklich $w_w = w_g$ annehmen, und es soll daher in den folgenden Berechnungen der Ohmsche Widerstand stets kurz mit w bezeichnet werden.

Werden für die Leitungen nicht massive Drähte, sondern Seile verwendet, so sind die Einzeldrähte zumeist voneinander durch die natürliche Oxydschicht mehr oder weniger isoliert. Die Widerstandszunahme infolge des Skineffektes wird durch diese Unterteilung noch weiter bedeutend vermindert. Kupferquerschnitte aus massivem Draht werden bei Kraftübertragungsleitungen aber selten über 25—35 mm², und solche aus Aluminium überhaupt nicht verlegt. Kupferseile dagegen kommen im Durchschnitt bis etwa 95 mm² und Aluminiumseile bis etwa 120 mm² zur Verwendung. Indessen ist auch dann noch die Widerstandszunahme infolge des Skineffektes ohne Bedenken zu vernachlässigen.

Nur in Karbidanlagen und bei Schalttafelleitungen (Sammelschienen) kommen massive Leiter größeren Querschnittes zur Anwendung. Da aber dann zumeist die Längen sehr gering sind, so kann man ebenfalls ohne großen Fehler $w_w = w_g = w$ annehmen.

c) Selbstinduktion und gegenseitige Induktion. Jeder elektrische Strom erzeugt in der Umgebung seines Leiters ein magnetisches Feld, dessen Kraftlinien den Leiter in Form von konzentrischen Kreisen umschließen. Ändert der Strom seine Richtung und Stärke, so ändert sich im gleichen Sinne auch das magnetische Feld, und es wird infolgedessen in dem Leiter eine EMK induziert, die nach dem Induktionsgesetze der Änderung des Stromes entgegenwirkt und in der Gl. (62) dargestellt wird durch das Glied:

$$L \cdot \frac{di}{dt} = e_s .$$

Man nennt e_s die EMK der Selbstinduktion und L den Selbstinduktionskoeffizienten des Stromkreises. Befinden sich neben dem Leiter noch ein oder mehrere andere Leiter also z. B. die zweite Leitung bei einer Einphasenlinie, die beiden anderen Phasenleitungen

[1]) Siehe S. 121.

bei einer Dreiphasenlinie usw., so wird ein Teil des die Leiter umgebenden magnetischen Feldes gegenseitig auch alle übrigen Leiter treffen und in diesen bei Veränderung des Feldes EMKe induzieren. Man nennt diese die EMKe der gegenseitigen Induktion, die unter Umständen bei unzweckmäßiger Anordnung der Leitungen ungleiche Spannungen an den Enden derselben zur Folge haben können (siehe S. 63). Der Koeffizient der gegenseitigen Induktion soll mit M bezeichnet werden.

Die gesamte Induktion (auch Induktanz genannt) setzt sich nun zusammen aus der Selbstinduktion und der gegenseitigen Induktion. Sie bewirkt eine Zunahme des Spannungsabfalles. Die EMKe der Induktion erzeugen Ströme, sog. Induktionsströme, die nach dem Lenzschen Gesetze derart gerichtet sind, daß sie den Leiterströmen entgegenwirken. Sie verursachen ein Nacheilen des Stromes gegenüber der Spannung. So ist, wenn z. B. in Fig. 36 für einen Zeitmoment der Strom J von A nach BCD fließt, die Richtung des Selbstinduktionsstromes von B nach A bzw. von D nach C und die des Stromes, der durch gegenseitige Induktion hervorgerufen wird, von A nach B bzw. von C nach D. Auf die Richtung der Induktionsströme ist bei der Berechnung von L und M ganz besonders zu achten. Sie ist daher bei einem Teile der folgenden Figuren durch neben die Leiter gesetzte Pfeile jedesmal angedeutet. Das wird die Ermittlung des Wertes der Gesamtinduktion später wesentlich erleichtern. Für den Fall paralleler Leiter, die von gleichgerichteten Strömen durchflossen werden (Querschnittsunterteilung pro Phase) ist die Richtung von L und M in Fig. 37 dargestellt.

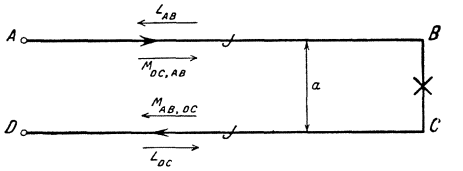


Fig. 36. Richtung der Induktionsströme bei einer Einphasenleitung.

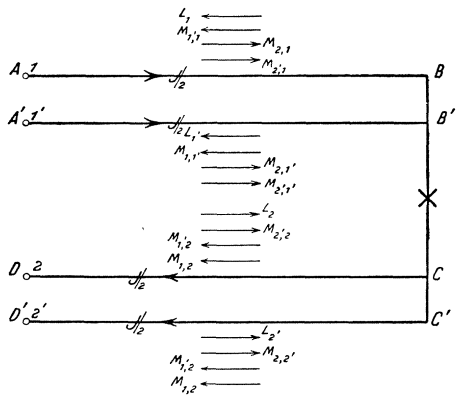


Fig. 37. Richtung der Induktionsströme bei einer Einphasen-Doppelleitung.

Die Berechnung des induktiven Spannungsverlustes mit Hilfe des Begriffes der Selbstinduktion und gegenseitigen Induktion bietet den Vorteil, selbst bei verwickelteren Leiteranordnungen die einzelnen Teile des Spannungsabfalles getrennt für jeden Leiter ermitteln und daraus leicht beurteilen zu können, ob ungleiche Spannungsabfälle und damit ungleiche Stromverteilung in den einzelnen Phasen einer Fernleitung zu erwarten sind.

Der Koeffizient der Selbstinduktion L für einen geraden Leiter ist ganz allgemein[1]):

$$L = 2\,l\left(\ln\frac{2\,l}{r} - 1 + \frac{\mu}{4}\right), \tag{67}$$

worin:

l die Länge des Leiters in cm,
ln den natürlichen Logarithmus,
r den Halbmesser des Leiters in cm,
μ die Permeabilität des umgebenden Mediums

bezeichnet.

Setzt man für blanke Leitungen in freier Luft $\mu = 1$, statt des natürlichen bequemer den Briggschen Logarithmus ($\ln = 2{,}3 \log 10$) und rechnet L in Henry pro 1 km Länge, so geht die Gl. (67) über in die Form:

$$L_1 = \frac{2}{10^4}\left(2{,}3 \log\frac{2 \cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right) \text{Henry/km}. \tag{68}$$

Der Koeffizient der gegenseitigen Induktion M eines zweiten, parallel verlaufenden Leiters auf den betrachteten ist, wenn a in cm den Achsenabstand der beiden benachbarten Leiter (Fig. 38) bezeichnet:

$$M_{2,1} = 2\,l\left(\ln\frac{2\,l}{a} - 1\right), \tag{69}$$

oder wie oben umgerechnet:

$$M_{2,1} = \frac{2}{10^4}\left(2{,}3 \log\frac{2 \cdot 10^5}{a} - 1\right) \text{Henry/km}. \tag{70}$$

Als Induktanz für den Leiter $A\,B$ (Fig. 36) von l km Länge, dem der Leiter $D\,C$ benachbart ist, ergibt sich somit:

$$L_g = L_1 - M_{2,1} = \frac{l}{10^4}\left(4{,}6 \log\frac{a}{r} + 0{,}5\right) \text{Henry/km}. \tag{71}$$

Die Werte für a und r müssen in dem gleichen Maße, also z. B. in cm, gemessen werden.

Um den projektierenden Ingenieur in den Stand zu setzen, auch für andere vorkommende Formen der Leitungsanordnung auf den Masten als die im folgenden erläuterten selbst die Werte von L und M und daraus L_g ermitteln zu können, werden jedesmal die Gleichungen für die einzelnen Systeme teilweise für die gesamte Leitung, teilweise für die einzelnen Leiter selbst kurz abgeleitet werden. Die Werte für die gesamte Induktanz L_g einer Linie hängt natürlich von der Lage der Leiter zueinander, der Zahl der Drähte pro Phase und dem Stromsysteme ab, und es wird daher sowohl das Ein- als auch das Mehrphasensystem behandelt.

---

[1]) Die Ableitung der Gl. (67) siehe Herzog und Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze, I. Teil.

Die Reaktanz einer Leitungsanlage ist ferner:

$$x_l = \omega \cdot L_g = 2\,\pi \cdot c \cdot L_g\,, \tag{72}$$

und der induktive Spannungsverlust:

$$\varepsilon_s = J \cdot x_l = J \cdot 2\,\pi \cdot c \cdot L_g\,, \tag{73}$$

worin J den in der Leitung fließenden Strom und c die Frequenz bezeichnet.

α) Das Einphasensystem. Die Einphasenlinie mit nur je einem Leiter für Hin- und Rückleitung. Dieser einfachste Fall ist in Fig. 38 dargestellt. Zum leichteren Verständnisse sind für J, L und M die Richtungen — natürlich nur bildlich zu verstehen — durch Pfeile angedeutet. Somit ist nach Gl. (67) und 69):

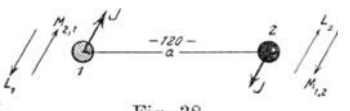


Fig. 38.

$$L_1 = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right), \qquad L_2 = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right),$$

$$M_{2,1} = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a} - 1\right), \qquad M_{1,2} = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a} - 1\right),$$

$$L_{g_1} = L_1 - M_{2,1}\,, \qquad L_{g_2} = L_2 - M_{1,2}\,,$$

und schließlich:

$$L_g = L_{g_1} + L_{g_2}\,,$$

weil Selbstinduktion und gegenseitige Induktion der beiden Leiter hintereinander geschaltet sind. Ausgewertet ergibt sich demnach für die ganze Linie, wenn der Briggsche statt des natürlichen Logarithmus eingeführt wird:

$$L_g = \frac{2}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a}{r} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km}. \tag{74}$$

8. Beispiel. Es ist der Spannungsabfall pro 1 km längs einer Einphasen-Fernleitung zu berechnen, die aus je einem Leiter pro Phase besteht. Die Spannung am Ende der Linie betrage $E_2 = 40\,000$ Volt, die Stromstärke $J = 10$ Amp., die Frequenz $c = 50$. Die Kupferseile mit einem Querschnitt von $q = 50\ \text{mm}^2$ ($r = 0{,}45$ cm) sollen in einem Abstande von $a = 120$ cm verlegt werden.

Der Ohmsche Widerstand der Leitung ist:

$$w_l = \frac{2 \cdot l}{\lambda \cdot q} = \frac{2 \cdot 1000}{57 \cdot 50} = 0{,}7 \text{ Ohm}\,,$$

und somit der Ohmsche Spannungsverlust:

$$J \cdot w_l = 10 \cdot 0{,}7 = 7 \text{ Volt}.$$

Die Induktanz der Leitungsstrecke berechnet sich nach Gl. (74) zu:

$$L_g = \frac{2}{10^4}\left(4{,}6 \cdot \log \frac{120}{0{,}45} + 0{,}5\right) = 0{,}00235 \text{ Henry},$$

und infolgedessen der induktive Spannungsverlust:

$$\varepsilon_s = J \cdot x_l = J \cdot 2\,\pi \cdot c \cdot L_g = 10 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0{,}00235 \cong 7{,}4 \text{ Volt}.$$

Einphasenlinien bestehen aus mehreren parallelgeschalteten Leitern pro Phase. Eine Unterteilung des Leiterquerschnittes einer Phase ist dann zu wählen, wenn infolge der Stromstärke oder des

Spannungs- bzw. Leistungsverlustes der Querschnitt für eine Leitung so stark werden würde, daß er mit Rücksicht auf die Montageschwierigkeiten, Mast- und Gestängekosten usw. nicht mehr verlegt werden kann (etwa 95÷120 qmm). Über die betriebstechnischen Vorteile dieser Anordnung wird auf S. 59 Weiteres erwähnt werden.

Man kann nun zwei oder drei, seltener noch mehr Leiter pro Phase wählen und die einzelnen Leitungen nach den in den Fig. 39 bis 42 dargestellten Formen hinsichtlich der räumlichen Anordnung einerseits und der Lage der einzelnen Phasenleitungen (1,1′ bzw. 2,2′ sollen je die gleiche Polarität aufweisen) zueinander andererseits auf dem Maste anordnen. Die Leiter gleicher Polarität werden also entweder untereinander vertauscht oder nebeneinander verlegt; es soll daher auch untersucht werden, welche Ausführung am günstigsten ist, d. h. bei der die Induktanz den kleinsten Wert aufweist. Da die Ermittlung von L_g hier schon etwas umständlicher ist, soll der erste zu betrachtende Fall noch ausführlicher durchgerechnet werden. Zu diesem Zwecke sind in Fig. 39 wiederum die Richtungen für L und M in bezug auf diejenige des Stromes durch Pfeile gekennzeichnet. Die Gesamtinduktanz zweier paralleler Leitungen von den Ohmschen Widerständen w_1 und $w_{1'}$ ist dann:

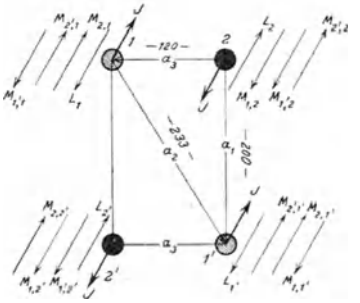


Fig. 39. Einphasenleitung mit 4 Leitern.

$$L_{g\,1,1'} = \frac{w_1^2 \cdot L_1 + w_{1'}^2 L_{1'}}{w_1 + w_{1'}} .$$

Ist $w_1 = w_{1'}$, was im Nachfolgenden vorausgesetzt wird, so wird:

$$L_{g\,1,1'} = \frac{w_1 \cdot (L_1 + L_{1'})}{2} .$$

I. Fall. Vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Polarität liegen in der Diagonale (Fig. 39). Es genügt, die Einzelkoeffizienten eines Leiters zu ermitteln und dann den Gesamtwert der Induktanz ähnlich wie für Fig. 38 festzustellen. Mit den in Fig. 39 angegebenen Bezeichnungen für die verschiedenen Leiterabstände vom Drahte 1 ergeben sich:

$$L_1 = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right),$$

$$M_{2,1} = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a_3} - 1\right),$$

$$M_{1',1} = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a_2} - 1\right),$$

$$M_{2',1} = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a_1} - 1\right).$$

Da nun die Leiter 1 und 1′ bzw. 2 und 2′ parallel geschaltet sind, so ist die Induktanz des Leiters (1,1′):

$$L_{g\,1,\,1'} = \frac{1}{2} L_{g_1} = \frac{1}{2} L_{g_{1'}}$$

$$= \frac{1}{2}\Big[(L_1 + M_{1',1}) - (M_{2,1} + M_{2',1})\Big] = l\left(\ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0{,}25\right),$$

entsprechend diejenigen für den Leiter (2,2′):

$$L_{g\,2,\,2'} = l\left(\ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0{,}25\right),$$

und die Gesamtinduktanz der Linie:

$$\left.\begin{aligned} L_g = L_{g\,1,\,1'} + L_{g\,2,\,2'} &= 2\,l\left(\ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0{,}25\right) \\ &= \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km.} \end{aligned}\right\} \quad (75)$$

9. Beispiel. In diesem sowohl wie in den nun folgenden Beispielen für die Berechnung des Induktans werden die Daten aus dem Beispiele 8 benutzt. Soweit noch andere Leiterentfernungen berücksichtigt werden müssen, sind sie in den zugehörigen Abbildungen vermerkt (z. B. Fig. 39).

Es ist:

$$L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{200 \cdot 120}{0{,}45 \cdot 233} + 0{,}5\right) = 0{,}001135 \text{ Henry/km},$$

$$x_l = \omega \cdot L_g = 0{,}356 \text{ Ohm},$$

und bei:

$$J = 10 \text{ Amp.}$$

$$\varepsilon_s = J \cdot x_l = 3{,}56 \text{ Volt.}$$

II. Fall. Die vier Leiter bilden die Ecken eines Quadrates, sonst wie Fall I.

Hier ist also:

$$a_1 = a_3 \quad \text{und} \quad a_2 = a_1 \cdot \sqrt{2}.$$

Dann geht die (Gl. 75) über in:

$$L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a_3}{r \cdot \sqrt{2}} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km.} \quad (76)$$

10. Beispiel. Jetzt ist:

$$L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{120}{0{,}45 \cdot \sqrt{2}} + 0{,}5\right) = 0{,}00105 \text{ Henry/km},$$

$$x_l = 314 \cdot 0{,}00105 = 0{,}33 \text{ Ohm},$$

$$\varepsilon_s = 10 \cdot 0{,}33 = 3{,}3 \text{ Volt.}$$

III. Fall. Vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Polarität liegen beieinander (entweder

über- oder nebeneinander, Fig. 40 u. 41). Auch hier ist die Induktanz des Leiters (1,1′) bzw. (2,2′) wie im I. Fall:

$$L_{1,1'} = \frac{1}{2} L_{g_1} = \frac{1}{2} L_{g_{1'}} = \frac{1}{2}[(L_1 + M_{1',1}) - (M_{2,1} + M_{2',1})],$$

$$L_{2,2'} = \frac{1}{2} L_{g_2} = \frac{1}{2} L_{g_{2'}} = \frac{1}{2}[(L_2 + M_{2',2}) - (M_{1,2} + M_{1',2})],$$

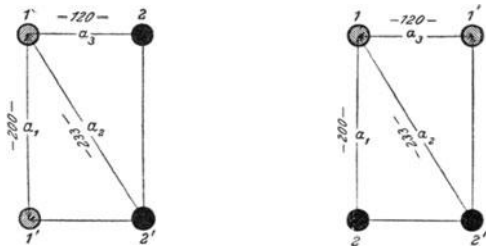


Fig. 40 und 41. Einphasenleitung mit 4 Leitern.

und wenn in den obigen Gleichungen für die Einzelwerte der Koeffizienten L und M die neuen Abstände a eingeführt werden, so erhält man schließlich:

$$\text{für Fig. 40:}\quad L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a_2 \cdot a_3}{r \cdot a_1} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km}, \qquad (77\text{a})$$

$$\text{für Fig. 41:}\quad L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km}, \qquad (77\text{b})$$

oder für den Fall, daß die Leiter auf den Ecken eines Quadrates liegen:

$$L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a_3 \cdot \sqrt{2}}{r} + 0{,}5\right). \qquad (78)$$

11. Beispiel:

Rechteckige Anordnung	Quadratische Anordnung
für Fig. 40: $L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{233 \cdot 120}{0{,}45 \cdot 200} + 0{,}5\right) = 0{,}0012$ $x_l = 314 \cdot 0{,}0012 = 0{,}377$ Ohm, $\varepsilon_s = 10 \cdot 0{,}377 = 3{,}77$ Volt; für Fig. 41: $L_g = 0{,}00138$.	$L_g = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{120 \cdot \sqrt{2}}{0{,}45} + 0{,}5\right) = 0{,}001233$, $x_l = 314 \cdot 0{,}001233 = 0{,}3975$ Ohm, $\varepsilon_s = 10 \cdot 0{,}3975 = 3{,}98$ Volt.

IV. Fall. Sind die Leiter nach Fig. 41 angeordnet, ist aber a_3 sehr klein, liegen also z. B. die beiden Leiter auf einem Isolator (Fig. 211), so geht die Gl. (77b) über in die Gl. (74) für eine einfache Einphasenleitung.

V. Fall. Sechs Leiter bilden die Ecken eines Sechseckes. Die Drähte der Phasen sind untereinander vermischt (Fig. 42). Die Koeffizienten für den Leiter 1 sind:

$$L_1 = 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right),$$

$$M_{1',1} = M_{1'',1} = 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{a_2} - 1\right),$$

$$M_{2,1} = M_{2'',1} = 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{a_1} - 1\right),$$

$$M_{2',1} = 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{a_3} - 1\right),$$

und somit:

$$L_{g_1} = (L_1 + M_{1',1} + M_{1'',1}) - (M_{2,1} + M_{2',1} + M_{2'',1})\,.$$

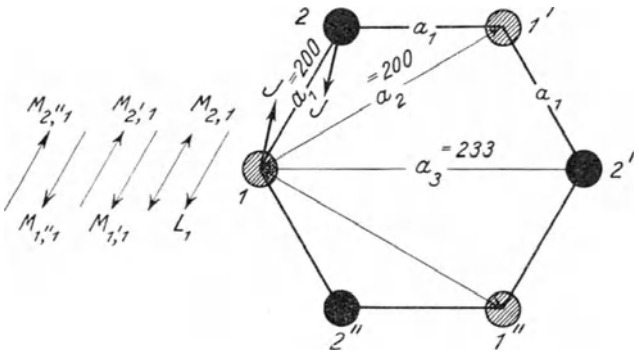


Fig. 42. Einphasenleitung mit 6 Leitern (gemischte Anordnung).

Da die Ausrechnung dieser Gleichung keinerlei Schwierigkeiten macht und mit hinreichender Genauigkeit:

$$L_{g_{1,\,1',\,1''}} = \frac{1}{3}L_{g_1} = \frac{1}{3}L_{g_{1'}} = \frac{1}{3}L_{g_{1''}},$$

bzw.:

$$L_{g_{2,\,2',\,2''}} = \frac{1}{3}L_{g_2} = \frac{1}{3}L_{g_{2'}} = \frac{1}{3}L_{g_{2''}}$$

gesetzt werden kann, so ergibt sich:

$$L_g = \frac{2}{3\cdot 10^4}\left(4{,}6\log\frac{a_1^2\cdot a_3}{r\cdot a_2^2} + 0{,}5\right)\text{ Henry/km.} \qquad (79)$$

12. Beispiel. Für die Anordnung nach Fig. 42 ist:

$$L_g = \frac{2}{3\cdot 10^4}\left(4{,}6\log\frac{120^2\cdot 233}{0{,}45\cdot 200^2} + 0{,}5\right) = 0{,}000731\text{ Henry/km},$$

$$x_l = 314\cdot 0{,}000731 = 0{,}2295\text{ Ohm},$$

$$\varepsilon_s = 10\cdot 0{,}2295 = 2{,}295\text{ Volt}.$$

Man könnte nun als Gegenstück zu Fig. 42 die Leitungen einer Polarität auch noch in je eine Gruppe zu einer Seite des Mastes zusammenfassen, doch wird dann die Gesamtinduktanz größer als bei der Anordnung nach Fig. 42. Es ist für diesen Fall:

$$L_g = \frac{2}{3\cdot 10^4}\left(4{,}6\log\frac{a_2^2\cdot a_3}{r\cdot a_1^2} + 0{,}5\right)\text{ Henry/km.} \qquad (80)$$

13. Beispiel:

$$L_g = \frac{2}{3 \cdot 10^4}\left(4{,}6 \log \frac{200^2 \cdot 233}{0{,}45 \cdot 120^2} + 0{,}5\right) = 0{,}001 \text{ ,}$$

$$x_l = 314 \cdot 0{,}001 = 0{,}314 \text{ Ohm,}$$

$$\varepsilon_s = 10 \cdot 0{,}314 = 3{,}14 \text{ Volt.}$$

Diese Fälle sind aus der großen Zahl der verschiedenen Möglichkeiten für die Unterteilung und Verlegung der Leitungen die in der Praxis am häufigsten vorkommenden, und die Ermittlung der Induktanz ist an ihnen so ausführlich vorgenommen, daß der projektierende Ingenieur nunmehr wohl ohne Schwierigkeit für jede beliebige andere Anordnung von Einphasenleitungen L_g feststellen kann.

Wie die Resultate der Beispiele für die verschiedenen Leiteranordnungen erkennen lassen, ergibt sich zunächst in elektrischer Beziehung, daß die Einphasenlinie mit nur einem Hin- und Rückleiter den größten Wert der Induktanz aufweist. Mit der Unterteilung des Querschnittes pro Phase nimmt die Induktanz ab, und zwar wird L_g kleiner, wenn die Leiter der einzelnen Phasen untereinander vertauscht werden. Das Zusammenziehen aller gleichnamigen Drähte einer Phase auf eine Seite der Masten hat höheren induktiven Spannungsverlust zur Folge und ist daher zu vermeiden.

Vom betriebstechnischen Standpunkte aus sind alle diejenigen Verlegungsformen empfehlenswert, bei denen auf jeder Mastseite vollständige Stromkreise vorhanden sind also z. B. Fig. 39 und 41. Es kann der Betrieb wenn auf einer Leitung Störungen vorkommen, wenigstens teilweise fortgesetzt werden. Auch zur Beseitigung solcher Störungen ist der Betrieb auf der anderen Linienhälfte nicht einzustellen, wenn man z. B. Schutznetze zwischen den Isolatoren jedes Stromkreises während der Instandsetzungsarbeiten benutzt (siehe S. 215 u. Fig. 189). Am günstigsten wäre die Verlegung nach Fig. 40, weil dann durch das Emporschnellen eines gerissenen Drahtes mit größerer Wahrscheinlichkeit ein Kurzschluß vermieden werden wird, als bei der Form der Fig. 41. Indessen ist letztere Anordnung mit Rücksicht auch auf die kleinere Induktanz die praktisch brauchbarste.

Der Gesamtspannungsabfall ε_w setzt sich nun geometrisch zusammen aus dem Ohmschen- und dem induktiven Spannungsverluste. Die Impedanz der Leitung ist:

$$z_l = \sqrt{w_l^2 + x_l^2}, \tag{81}$$

also:

$$\varepsilon_w = J \cdot z_l = J\sqrt{w_l^2 + x_l^2}\text{ ,} \tag{82a}$$

oder vektoriell geschrieben:

$$\varepsilon_w \mathrel{\triangleq} J \cdot w_l + J \cdot x_l \mathrel{\triangleq} J \cdot w_l + J \cdot 2\pi \cdot c \cdot L_g\text{ .} \tag{82b}$$

Weiteres über die diagrammatische Darstellung dieser Gleichung und die Berechnung der Anfangsspannung wird im Zusammenhange mit der vollständigen Berechnung der Leitungsanlage auf S. 88 u. f. erwähnt werden.

β) Das Dreiphasensystem. Auch hier bietet die Ermittelung des Wertes der Induktanz keine Schwierigkeiten, wenn man sie, was in der Praxis allgemein üblich ist, für jede Phase getrennt durchführt und dabei wiederum die Begriffe der Selbst- und der gegenseitigen Induktion zu Hilfe nimmt.

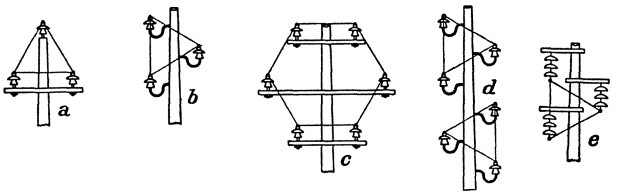


Fig. 43. Symmetrische Leiteranordnungen bei Drehstromfernleitungen.

Bei Drehstrom unterscheidet man hinsichtlich der Verlegung der Leitungen am Maste zwischen der symmetrischen und der unsymmetrischen Anordnung, und zwar sind für die erstere in Fig. 43, für die letztere in Fig. 44 einige Beispiele gezeichnet, die häufiger in der Praxis anzutreffen sind und daher im nachfolgenden behandelt werden sollen. Die unsymmetrische Anordnung hat ungleiche Induktanzen der einzelnen Phasen und dadurch ungleiche Spannungsabfälle zur Folge. Diesem Übelstande kann man aber dadurch begegnen, daß man die Leitungen „verdrillt", worauf auf S. 63 besonders eingegangen wird.

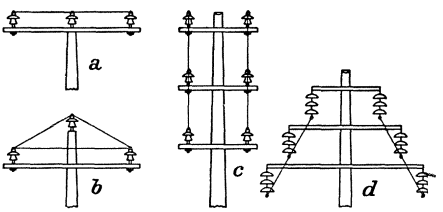


Fig. 44. Unsymmetrische Leiteranordnungen bei Drehstromfernleitungen.

Handelt es sich um zwei Stromkreise an einem Mast, oder muß der Leiterquerschnitt pro Phase infolge der Strombelastung ein- oder mehrmals unterteilt werden, so können die einzelnen Leiter bzw. Stromkreise getrennt zu beiden Seiten des Mastes oder untereinander vertauscht verlegt werden. Es wird im folgenden wiederum untersucht werden, welche Anordnung mit Rücksicht auf die Induktanz am günstigsten ist, und ob andererseits diese Verlegungsformen auch vom betriebstechnischen Standpunkte aus empfehlenswert sind.

I. Fall. Die Dreiphasenlinie mit nur einem Leiter pro Phase. Symmetrische Anordnung. (Fig. 43a u. b.) Bei dieser Form bilden die Leiter die Ecken eines gleichseitigen Dreiecks. Sie ergibt gleiche Induktanz jeder Phase, ist betriebstechnisch gut und wird daher häufig benutzt. Die Masten werden allerdings höher als bei der Anordnung nach Fig. 44a oder b, was indessen bei den Anlagekosten kaum nennenswert ins Gewicht fällt, wenn man berücksichtigt, daß sich die Leitungsverdrillungen, die auch bei diesem einfachen Stromkreise erforderlich werden, sobald parallel mit der Hochspannungsleitung Telephon- und Telegraphenleitungen in verhältnismäßig geringer Entfernung laufen, bequem und billig herstellen lassen. Das ist bei der Verlegung der Leiter nach Fig. 44a nicht ohne weiteres möglich. Außerdem hat

die Anordnung nach Fig. 43a/b noch den Vorteil, daß bei einem Leitungsbruch infolge des Emporschnellens der gerissenen Leitung ein Kurzschluß zwischen den beiden anderen Phasen durch die sich mit denselben fangende Leitung weniger wahrscheinlich ist als bei Fig. 44a. Schließlich erfordert die Montage nach Fig. 44a stets eine Traverse für die Isolatoren, während bei Fig. 43b die Isolatorenstützen bei geringeren Spannweiten und Spannungen bis etwa 40 000 Volt unmittelbar in den Mast eingeschraubt werden können (siehe S. 170).

Die Berechnung der Induktanz und des Spannungsverlustes gestaltet sich nun folgendermaßen: Der magnetische Fluß, der mit dem Leiter 1 (Fig. 45) verkettet ist, ergibt sich zu:

$$\Phi_1 = L_1 \cdot i_1 + M_{2,1} \cdot i_2 + M_{3,1} \cdot i_3 \,.$$

Da dem Drehstromsystem an sich zur Folge stets:

$$i_1 + i_2 + i_3 = 0 \quad \text{oder} \quad i_1 = -(i_2 + i_3) \,,$$

und aus Symmetriegründen für Fig. 45:

$$M_{2,1} = M_{3,1} = M_{2,3} = M$$

sein muß, so folgt:

$$\Phi_1 = (L_1 - M) \cdot i_1 \,. \qquad (83)$$

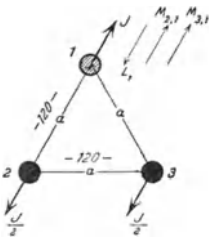


Fig. 45. Symmetrische Leiteranordnung bei Drehstrom.

Setzt man in die Gl. (83) die Werte für L_1 und M nach Gl. (68) und (70) ein, so erhält man die Induktanz der Phase 1:

$$\left.\begin{aligned} L_{g_1} &= \frac{1}{10^4}\left[\left(4{,}6 \log \frac{2 \cdot 10^5}{r} - 1{,}5\right) - \left(4{,}6 \log \frac{2 \cdot 10^5}{a} - 2\right)\right] \\ &= \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a}{r} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km.} \end{aligned}\right\} \qquad (84)$$

Zu dem gleichen Resultate kommt man natürlich auch, wenn die Pfeilmethode benutzt wird, nur ist hierbei zu berücksichtigen, daß die Gleichung der gegenseitigen Induktion mit dem Faktor 0,5 zu multiplizieren ist. Als Hilfsregel kann man sich etwa merken, daß im Leiter 1 der volle Belastungsstrom zum Stromverbraucher hinfließt, während er je zur Hälfte in den beiden anderen Phasen zur Zentrale zurückkehrt. Zur leichteren Nachprüfung der später angegebenen Formeln für die Induktanz einer Phase soll hier die Ermittelung von L_1 nach der Pfeilmethode ausführlich angegeben werden.

Es ist:

$$L_{g_1} = L_1 - (M_{2,1} + M_{3,1}) \,,$$

oder da:

$$L_1 = 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right) \,,$$

$$M_{2,1} = 0{,}5 \cdot 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a} - 1\right) \,,$$

$$M_{3,1} = 0{,}5 \cdot 2\,l\left(\ln \frac{2 \cdot 10^5}{a} - 1\right) \,,$$

so folgt durch Umrechnung:

$$L_{g_1} = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{a}{r} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km} ,$$

und für Fig. 45 selbstverständlich:

$$L_{g_1} = L_{g_2} = L_{g_3} .$$

Die Reaktanz pro Phase ist dann:

$$x_1 = 2\pi \cdot c \cdot L_{g_1} = 2\pi \cdot c \cdot \left(4{,}6 \log \frac{a}{r} + 0{,}5\right) 10^{-4} \text{ Ohm/km} , \quad (85)$$

der induktive Spannungsverlust:

$$J_1 x_1 = J \cdot 2\pi \cdot c \cdot L_{g_1} = J_1 \cdot \omega \cdot L_{g_1} \text{ Volt/km} , \quad (86)$$

und die Vektorgleichung für den Gesamtspannungsabfall pro Phase lautet:

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon_1 \triangleq\ & J_1 \cdot w_1 + J_1 \cdot \omega \cdot L_1 + J_2 \cdot \omega \cdot M_{2,1} + J_3 \cdot \omega \cdot M_{3,1} \\ =\ & J_1 \cdot z_1 = J_1 \sqrt{w_1^2 + (\omega \cdot L_{g_1})^2} . \end{aligned}\right\} \quad (87)$$

14. Beispiel. Es sollen auch für die Beispiele beim Dreiphasensystem die gleichen Daten für die Leiteranordnung, die Leiterdurchmesser usw. zugrunde gelegt werden wie beim Einphasensystem, also:

$$r = 0{,}45 \text{ cm}, \quad J = 10 \text{ Amp. (Phasenstrom)}, \quad c = 50 .$$

Die Leiterabstände sind in den zugehörigen Abbildungen jedesmal angegeben. Für die einfache Drehstromleitung ergibt sich pro Phase:

die Induktanz: $L_{g_1} = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6 \log \frac{120}{0{,}45} + 0{,}5\right) = 0{,}00117$ Henry/km,

die Reaktanz: $x_1 = \omega \cdot L_{g_1} = 314 \cdot 0{,}00117 = 0{,}367$ Ohm,

der induktive Spannungsverlust: $\varepsilon_s = J \cdot x_1 = 10 \cdot 0{,}367 = 3{,}67$ Volt.

II. Fall. Ein Stromkreis mit nur einem Leiter pro Phase. Unsymmetrische Anordnung (Fig. 46). Als unsymmetrische Ver-

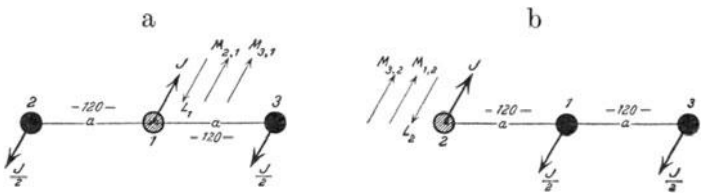


Fig. 46. Dreiphasenleitung (unsymmetrische Leiteranordnung).

legung der Leitungen eines Drehstromsystems bezeichnet man alle die Formen, bei denen ungleiche gegenseitige Leiterabstände vorhanden sind. Den Grenzfall bildet die Lage der Leitungen in einer geraden Linie entweder über- oder nebeneinander. Eine derartige Anordnung und zwar besonders nach Fig. 44d findet man heute häufig bei Hochspannungskraftübertragungen mit Hängeisolatoren. Sie ergibt, wie bereits auf S. 60 angedeutet, und wie die nunmehrige Rechnung

zeigen wird, ungleiche Induktanzen und dadurch ungleiche Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen. Aus Fig. 46 folgt nach der Pfeilmethode:

für die mittlere Phase (Fig. 46a):

$$L_{g_1} = L_1 - (M_{2,1} + M_{3,1}),$$

oder da:

$$L_1 = 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right); \qquad M_{2,1} = 0{,}5\cdot 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{a} - 1\right);$$

$$M_{3,1} = 0{,}5\cdot 2\,l\left(\ln\frac{2\cdot 10^5}{a} - 1\right),$$

so wird die Gesamtinduktanz:

$$L_{g_1} = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6\log\frac{a}{r} + 0{,}5\right)\text{ Henry/km}; \tag{88a}$$

für die äußeren Phasen (Fig. 46b):

$$L_2 = L_3 = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6\log\frac{a}{r} + 1{,}19\right)\text{ Henry/km}, \tag{88b}$$

also größer als für die mittlere Phase.

15. Beispiel: Für den II. Fall berechnet sich:

die Induktanz der Phase 1: $L_{g_1} = 0{,}00117$ Henry/km,

die Induktanz der Phase 2 bzw. 3: $L_{g_2} = L_{g_3} = \frac{1}{10^4}\left(4{,}6\log\frac{120}{0{,}45} + 1{,}19\right) = 0{,}00124$.

Um diese Verschiedenheit in den Spannungsabfällen der einzelnen Phasen zu beseitigen, verdrillt man die Leitungen, d. h. man wechselt die Lage der Leitungen zueinander, wie das schematisch die Fig. 47

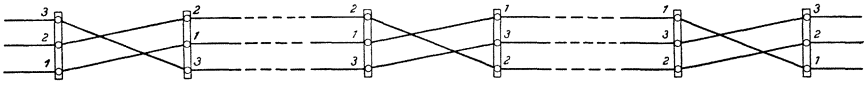
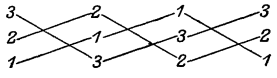


Fig. 47. Einfache Verdrillung einer Drehstromleitung.

zeigt, und zwar derart, daß z. B. auf einem Kilometer Streckenlänge ein vollständiger Wechsel von Ausgangspunkt zu Ausgangspunkt eingetreten ist. Demnach würde also alle 330 m ein Verdrillungspunkt vorhanden und die Lage der Leitungen folgende sein.



Die Induktanz jeder Phase ist dann praktisch gleich und ergibt sich für diese Verlegungsart zu:

$$L_{g_1} = L_{g_2} = L_{g_3} = \frac{1}{10^4}\left[4{,}6\left(\frac{2}{3}\log\frac{a}{r} + \frac{2}{3}\log\frac{2\,a}{r}\right) + 0{,}5\right]\text{ Henry/km}. \tag{89}$$

16. Beispiel. Durch die Verdrillung sinkt die im 15. Beispiele berechnete Induktion pro Phase auf:

$$L_{g_1} = \frac{1}{10^4}\left[4{,}6\left(\frac{2}{3}\log\frac{120}{0{,}45} + \frac{1}{3}\log\frac{240}{0{,}45}\right) + 0{,}5\right] = 0{,}00116 \text{ Henry/km.}$$

III. Fall. Dreiphasenlinie mit zwei Leitern in Parallelschaltung pro Phase. Hier handelt es sich also um die Anordnung von insgesamt 6 Leitungen, von denen je zwei für eine Phase bestimmt sind. Es leuchtet ohne weiteres ein, daß die Form für die Leitungsverlegung eine große Zahl von Abweichungen aufweisen kann, die mehr oder weniger günstig in bezug auf die Induktanz oder in betriebstechnischer Hinsicht sein werden. Die Berechnung der Induktanz pro Phase ist auch für diese Fälle ohne jede Schwierigkeit möglich.

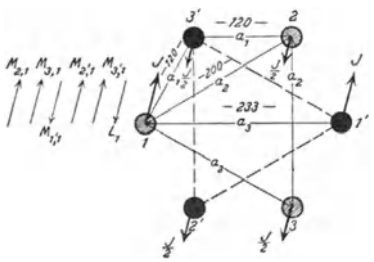


Fig. 48. Dreiphasenleitung mit 6 Leitern (gemischte Anordnung).

Die nun folgenden Betrachtungen setzen voraus, daß wiederum die Phasen gleichmäßig belastet sind, die beiden Leiter jeder Phase den gleichen Querschnitt und die gleiche Leitfähigkeit besitzen. Bezeichnet werden die einzelnen Phasen mit $1, 1' — 2, 2' — 3, 3'$.

Sechseckanordnung: Die Stromkreise sind ineinander geschachtelt (Fig. 48). Für diese Form ist die Induktanz jeder Phase[1]):

$$L_{1,1'} = \frac{1}{10^4}\left(2{,}3 \log\frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0{,}25\right) \text{ Henry/km.} \qquad (90)$$

[1]) Die Gl. (90) wird nach der Pfeilmethode folgendermaßen gefunden:
Es ist:

$$L_1 = 2\,l\left(\ln\frac{2 \cdot 10^5}{r} - 0{,}75\right),$$

$$-M_{2,1} = 0{,}5 \cdot 2\,l\left(\ln\frac{2 \cdot 10^5}{a_2} - 1\right),$$

$$-M_{3,1} = 0{,}5 \cdot 2\,l\left(\ln\frac{2 \cdot 10^5}{a_2} - 1\right),$$

$$+M_{1',1} = 2\,l\left(\ln\frac{2 \cdot 10^5}{a_3} - 1\right),$$

$$=M_{2',1} = 0{,}5 \cdot 2\,l\left(\ln\frac{2 \cdot 10^5}{a_1} - 1\right),$$

$$-M_{3',1} = 0{,}5 \cdot 2\,l\left(\ln\frac{2 \cdot 10^5}{a_1} - 1\right),$$

oder ausgerechnet:

$$L_{g_1} = 2\,l\left(\ln\frac{a_1}{r} + \ln\frac{a_2}{a_3} + 0{,}25\right),$$

und da aus Symmetriegründen $L_{1'} = L_1$, ferner L_1 und $L_{1'}$ parallel geschaltet sind, so folgt:

$$L_{g_1,1'} = \frac{L_{g_1}}{2} = l\left(\ln\frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0{,}25\right)$$

$$= \frac{1}{10^4}\left(2{,}3 \log\frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0{,}25\right) \text{ Henry/km.}$$

17. Beispiel. Unter der Voraussetzung gleicher Leiterabstände wie beim Einphasensystem wird hier:

$$L_{g_{1,1'}} = \frac{1}{10^4}\left(2{,}3 \log \frac{120 \cdot 200}{0{,}45 \cdot 233} + 0{,}25\right) = 0{,}00057 \text{ Henry/km.}$$

In elektrischer Beziehung ist diese Anordnung günstig, da sie in jedem Falle also auch dann, wenn nur je 1 Leiter pro Phase im Betriebe ist, infolge der Symmetrie gleiche Spannungsabfälle in allen Phasen ergibt. Vom betriebstechnischen Standpunkte aus kann sie indessen nicht als besonders vorteilhaft angesprochen werden, weil bei Störungen an einem Stromkreise Arbeiten an den Masten nur dann vorgenommen werden können, wenn auch der zweite Stromkreis ausgeschaltet ist.

Die Stromkreise sind voneinander getrennt. Hierbei sind zwei Verlegungsarten möglich und zwar entweder nach Fig. 49, wo die Phasenfolge des einen Stromkreises gegen diejenige des zweiten vertauscht ist, oder nach Fig. 50, wo die Phasen nebeneinander liegen.

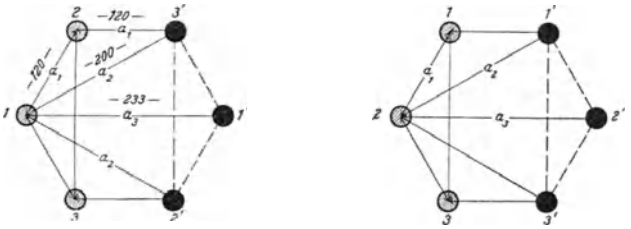


Fig. 49 und 50. Dreiphasenleitung mit 6 Leitern (zusammengefaßte Stromkreise).

Für Fig. 49 ergibt sich, wenn beide Stromkreise im Betriebe sind, volle Symmetrie, und es ist dann Gl. (90) gültig. Wird indessen eine Hälfte abgeschaltet, dann tritt Unsymmetrie ein, und es gilt für diesen Fall:

$$L_{g_2} = L_{g_3} = \frac{1}{10^4}\left(2{,}3 \log \frac{a_1 \cdot a_2}{r^2} + 0{,}5\right) \text{ Henry/km.}$$

Durch Verdrillung der Stromkreise in sich läßt sich indessen auch hier gleicher Spannungsabfall in jeder Phase erreichen (Gl. 89).

Sieht man von dem Nachteile der bedingten Unsymmetrie ab, was im allgemeinen ohne große Bedenken geschehen kann, so ist diese Anordnung der Leiter in betriebstechnischer Hinsicht empfehlenswerter als diejenige nach Fig. 48, weil nunmehr die beiden Stromkreise völlig voneinander getrennte Phasen aufweisen. Reparaturen können daher in einem Stromkreise vorgenommen werden, ohne daß auch der zweite Stromkreis außer Betrieb gesetzt werden muß.

Wird bei der Anordnung nach Fig. 49 die dort eingezeichnete Lage der Phasen zueinander nicht eingehalten, sondern etwa nach Fig. 50 geschaltet, so treten Unsymmetrien und dadurch ungleiche Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen auch dann auf, wenn beide Leitungen

im Betriebe sind und von den gleichen Strömen durchflossen werden. Die Ermittlung der Induktanz kann nach den Angaben auf S. 64 (in der Fußnote) ohne Schwierigkeit vorgenommen werden. Da diese Form elektrisch ungünstig ist und betriebstechnisch gegenüber Fig. 49 keine Vorteile bietet, soll nicht weiter auf dieselbe eingegangen werden.

Dreieckanordnung. Verlegt man die Drähte nach Fig. 51, so weisen auch hier die Werte der Induktanz für jeden Leiter einer Phase Verschiedenheiten auf, die ungleiche Phasenspannungen ergeben. Elektrisch ist also diese Anordnung nicht vorteilhaft; das gleiche gilt auch in betriebstechnischer Hinsicht.

Werden in Fig. 52 die Leiter einer Phase zu einer Gruppe zusammengelegt, und der Abstand a zwischen den beiden Leitern sehr gering ge-

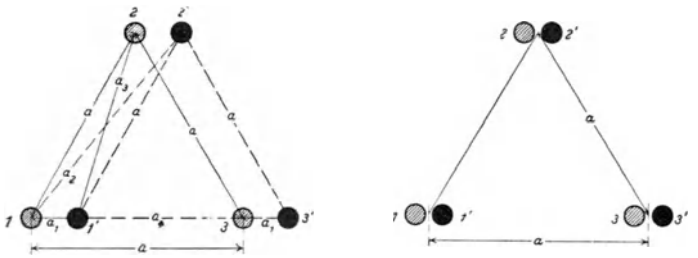


Fig. 51 und 52. Dreiphasenleitung mit 6 Leitern (Dreieckanordnung).

wählt, so daß er vernachlässigt werden kann, wie in Fig. 211 ein Ausführungsbeispiel gegeben ist, so kann man, ohne einen Fehler von Bedeutung zu begehen, die Fig. 52 auf die Fig. 45 zurückführen, und die Induktanz pro Phase für beide parallelgeschaltete Leiter zusammen ist dann mit hinreichender Genauigkeit:

$$L_{g_{1,1'}} = \frac{1}{10^4}\left(2{,}3 \log \frac{a}{r} + 0{,}25\right) \text{ Henry/km},$$

worin für a ein mittlerer Abstand und für r ebenfalls ein mittlerer Radius beider Leiter zusammen einzusetzen ist.

Es sind nun neben diesen Verlegungsformen naturgemäß noch eine ganze Anzahl anderer Anordnungen möglich, die aber sämtlich unsymmetrisch sind und daher keine Vorteile aufweisen. Es würde zu weit führen, sie hier zu behandeln, zumal einige andere Beispiele nunmehr noch zur Erörterung kommen, bei denen es sich um zwei getrennte Leitungen, also zwei verschiedene Stromkreise handelt. Nach der Pfeilmethode bietet aber wohl die Berechnung der Induktanz auch für jede andere Figur keine Schwierigkeiten.

Zwei verschiedene Stromkreise an einem Mast bzw. die gegenseitige Induktion einer Drehstromlinie auf eine zweite (Fig. 53). Zunächst ist für diesen Fall zu unterscheiden, ob es sich um zwei Stromkreise handelt, die von denselben Sammelschienen gespeist werden,

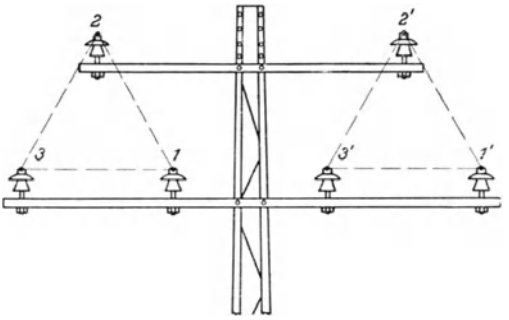


Fig. 53. Dreiphasenleitungen (zwei verschiedene Stromkreise).

oder ob die Stromkreise an verschiedene, nicht parallel arbeitende Generatoren abweichender Frequenz angeschlossen sind und von Strömen unterschiedlicher Stärke durchflossen werden. Ist besonders die Verschiedenheit in den zu übertragenden Energiemengen vorhanden, so gestaltet sich die Berechnung der Induktanz jeder Phase einer Drehstromlinie außerordentlich umständlich, und es lohnt für den projektierenden Ingenieur kaum der Mühe, die rechnerische oder auch die diagrammatische Ermittlung der Gesamtinduktanz pro Phase durchzuführen. Herzog und Feldmann haben festgestellt, daß die Unsymmetrien, also die ungleichen Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen dadurch zum größten Teile — praktisch so gut wie vollkommen — beseitigt werden können, daß man beide Leitungen verdrillt und zwar, wie in Fig. 54 dargestellt, den einen Stromkreis einmal, den zweiten dreimal auf der gleichen Streckenlänge. Hierdurch wird die magnetische Wirkung des einen Stromkreises auf den zweiten fast vollkommen aufgehoben. Für die Berechnung der Induktanz jedes Stromkreises kommen dann die Gl. (84) bis (89) in Frage. Diese Ausführung ist aber teuer sowohl in der Beschaffung der Masten und Gestänge, als auch in der Montage und daher nur selten anzutreffen. Bei der Leiteranordnung nach Fig. 55, die heute namentlich bei Spannungen über 100 000 Volt, wenn also Hängeisolatoren verwendet werden, anzutreffen ist, ist diese Verdrillung nach Fig. 54 praktisch überhaupt nicht durchführbar.

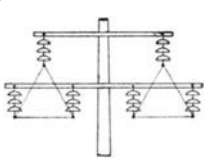


Fig. 55.

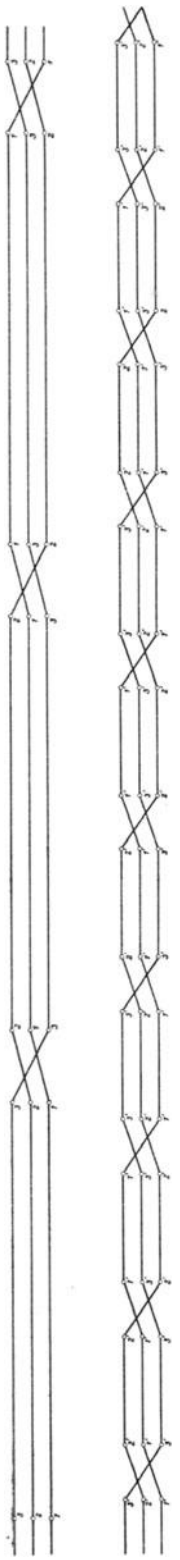


Fig. 54. Verdrillung bei zwei verschiedenen Drehstromlinien.

Wenn nur eine Leitung verdrillt wird, die andere dagegen unverdrillt bleibt, so übt die verdrillte Leitung auf die letztere keinen Einfluß aus, wohl aber ist das umgekehrt der Fall, und infolgedessen sind die Spannungswerte des einen Stromkreises gegen diejenigen des anderen unterschiedlich. Man erreicht durch diese nur teilweise Verdrillung der parallelen Linien elektrisch nichts besonderes, und aus diesem Grunde sieht man in der Regel davon ab, die höheren Montagekosten aufzuwenden.

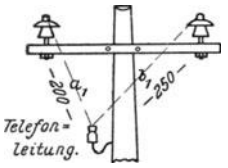


Fig. 56. Hochspannungs- und einpolige Telephonleitung an einem Maste.

Induktion einer Starkstromleitung auf eine parallel verlaufende Schwachstromleitung. Zum Schluß dieser Erörterungen über die Induktionserscheinungen bei Freileitungen soll nun noch untersucht werden, wie parallel den Starkstromleitungen verlaufende Schwachstromleitungen von Induktionswirkungen betroffen werden, und auf welche Weise etwa dadurch hervorgerufenen Übelständen abgeholfen werden kann.

Bei einer Einphasenanlage und nur einer Telephonleitung (Rückleitung durch die Erde, Fig. 56) ist der Koeffizient der gegenseitigen Induktion für die Schwachstromleitung:

$$M_{\text{Schw}} = \frac{4{,}6}{10^4} \log \frac{b_1}{a_1} \text{ Henry/km.} \tag{91}$$

18. Beispiel. Ist die Länge der Strecke $l = 20$ km, ferner $a_1 = 2$ m, $b_1 = 2{,}5$ m und die in der Kraftübertragungsleitung fließende Stromstärke 50 Amp. bei $c = 50$, so errechnet sich die in der Telephonleitung induzierte EMK zu:

$$E_{\text{Tel}} = J \cdot \omega \cdot l \cdot M_{\text{Schw}}$$
$$= \frac{50 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 20 \cdot 4{,}6}{10^4} \log \frac{250}{200} = 14 \text{ Volt eff.}$$

Das ist bereits eine Spannungshöhe, die der Isolation der Telephonapparate gefährlich werden kann, wenn nicht Spezialapparate (Hochspannungstelephone) verwendet werden.

Nach der Pfeilmethode kann man ohne Schwierigkeit auch bei Drehstromanlagen den Koeffizienten M für die Schwachstromleitung berechnen. So ist für den in Fig. 57 dargestellten Fall:

$$M_{\text{Schw}} = \frac{2{,}3}{10^4} \left(\log \frac{a_2 \cdot a_3}{a_1^2} \right) \text{ Henry/km.} \tag{92}$$

Praktisch fast vollständig läßt sich die induzierte EMK in der Schwachstromleitung durch zwei Ausführungsformen beseitigen und zwar erstlich dadurch, daß man eine zweite Leitung als Rückleitung verlegt und, falls das noch nicht genügen sollte, die Starkstromleitung bzw. die Schwachstromleitung verdrillt. Besteht die Schwachstromleitung aus Hin- und

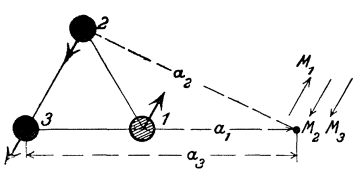


Fig. 57. Drehstromleitung und seitliche Telephonleitung.

Rückleitung, so ist der Koeffizient der gegenseitigen Induktion (Fig. 58):

$$M_{\text{Schw}} = \frac{4{,}6}{10^4} \log \frac{a_1 \cdot b_2}{a_2 \cdot b_1} \text{ Henry/km}, \qquad (93)$$

der angenähert Null wird.

Bei der Verdrillung der Starkstromleitung ist M für die Schwachstromleitung praktisch ebenfalls Null.

Ein drittes Mittel, die Induktion in einer eindrähtigen Schwachstromleitung zum Teil zu beheben, ist schließlich noch das, die Schwachstromleitung auf längeren Strecken mehrmals möglichst rechtwinklig die

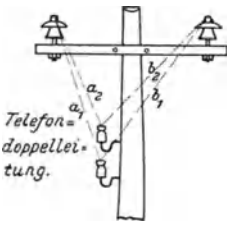


Fig. 58. Hochspannungsleitung und Telephondoppelleitung an einem Maste.

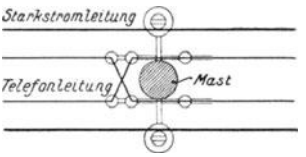


Fig. 59. Verdrillungspunkt einer Telephondoppelleitung.

Starkstromleitung kreuzen zu lassen. Von dieser Anordnung ist man indessen neuerdings vollständig abgekommen, weil sie durch die Montage und durch den Einbau von Schutznetzen (S. 218) kaum billiger wird als die Verdrillung der Hochspannungsleitung oder die doppelpolige Ausführung der Schwachstromleitung.

Laufen neben der Starkstromleitung mehrere Schwachstromleitungen (Staatstelephon- und Telegraphenleitungen) parallel, so müssen aus leicht erklärlichen Gründen die in der Minderzahl befindlichen Leitungen verdrillt werden. In der Mehrzahl der Fälle sind das die Starkstromleitungen. Bei Betriebstelephonleitungen, die sich an den Masten der Hochspannungsleitung befinden, wird man zumeist erstere verdrillen, was jedenfalls z. B. durch die in Fig. 59 gekennzeichnete Form billiger ist als die Verdrillung der Starkstromleitung.

Die bisherigen Erörterungen gaben darüber Aufschluß, welche Spannungsveränderung längs einer Wechselstrom-Oberleitung durch Ohmschen Widerstand und infolge der Selbst- und gegenseitigen Induktion hervorgerufen wird. Hiermit sind aber noch keineswegs alle Erscheinungen bei Wechselstrom-Fernleitungen berücksichtigt, die für die Verluste von Bedeutung sind, denn die Gl. (63) sagt, daß auch der die Leitungen durchfließende Strom noch Veränderungen unterworfen ist. Diese sind bedingt durch die sog. Ableitung, die Strahlungsverluste und durch die Kapazität, die nunmehr in gleicher Weise wie der Ohmsche Widerstand und die Selbstinduktion behandelt werden sollen.

d) Die Ableitung. In Gl. (63) war die Ableitung durch das Glied $e_x \cdot \lambda_{\mathfrak{J}}$ zum Ausdrucke gebracht, und zwar bezeichnet, wenn nunmehr

$e_x = E_0$ gesetzt wird, E_0 die effektive Betriebsspannung (Phasenspannung) und $\lambda_{\Im}$ die Leitfähigkeit der Isolation, also den reziproken Wert des Isolationswiderstandes. Nennt man A die Ableitung d. h. den Leistungsverlust, der infolge der Ableitung längs einer Freileitung entsteht, so ist:

$$A = E_0^2 \cdot \lambda_{\Im} \text{ Watt}, \tag{94}$$

und der Ableitungsstrom:

$$J_{\text{Abl}} = E_0 \cdot \lambda_{\Im}. \tag{95}$$

Die Isolation der Leitungen gegeneinander und gegen Erde also gegen die Masten, die man dadurch anstrebt, daß man die Leitungen auf oder an Isolatoren befestigt (siehe 11. Kap.), kann nicht vollkommen erreicht werden, da man den Isolationswiderstand der Isolatoren, Mauereinführungen u. dgl. nicht unendlich groß machen kann. Infolgedessen ist ein ständiger Stromverlust längs der Leitungen an den Isolatorbefestigungsstellen usw. vorhanden. Denselben rechnerisch auch nur einigermaßen zuverlässig vorausbestimmen zu wollen, ist nicht möglich, weil derselbe von der Form und Oberflächenbeschaffenheit der Isolatoren (siehe S. 188) abhängt und zwischen großen Grenzen schwankt. Man muß daher diesen Strom- bzw. Leistungsverlust für den ungünstigsten Witterungs- und Oberflächenzustand an Hand von Werten berechnen, die aus der Praxis bisher gefunden worden sind, ohne damit allerdings die Gewißheit zu haben, daß das Rechnungsergebnis auch nur einigermaßen zutreffend ist. Bei ausgedehnten Freileitungen kann unter Umständen ein kaum geahnter Leistungsverlust an den Isolatoren vorhanden sein, der den Wirkungsgrad der Kraftübertragung herabdrückt und zwar dann besonders, wenn zu kleine Isolatoren gewählt werden, starke Beschmutzung der Isolatoroberflächen durch Staub, Ruß, chemische Niederschläge, Salzablagerungen (z. B. in der Nähe der Meeresküste) usw. zu befürchten sind u. dgl. mehr.

Der Vollständigkeit wegen seien hier einige Zahlen für den Leistungsverlust an Hochspannungsisolatoren angeführt, die von W. Weicker[1]) ermittelt worden sind. Weiteres hierüber ist im 11. Kapitel zu finden.

Auch durch Baumzweige und andere Fremdkörper, die mit den blanken Leitungen in Berührung kommen und dadurch eine Verbindung nach Erde schaffen, kann der gute Isolationszustand stark vermindert werden, und es ist daher ganz besonders darauf zu achten, daß die Leitungstrace in der Nähe von Bäumen stets genügend ausgeholzt ist (S. 214). Schließlich bewirkt, wie die Tab. III zeigt, Regen, Schnee, Rauhreif ebenfalls eine Herabsetzung des Isolationswiderstandes der Leitungsanlage.

Es sei hier bemerkt, daß z. B. der V. D. E. keine bestimmten Werte für den Isolationszustand von Hochspannungs-Freileitungen vorschreibt, die mindestens eingehalten werden müssen, weil sich nach Obigem derselbe dauernd ändert und für alle vorkommenden Verhältnisse garnicht gewährleistet werden kann.

[1]) Dr.-Ing. W. Weicker: Die Prüfung von Hochspannungs-Freileitungsisolatoren in bezug auf Entladungserscheinungen. ETZ. 1910.

Tabelle III.

Leistungsverluste zwischen Leitung und Stütze bei Hochspannungs-Stützisolatoren.

Zustand der Atmosphäre	Gemessen an 300 Isolatoren in Watt	Bezogen auf einen Isolator in Watt
In trockener Luft etwa	15	0,05
Bei schwachem Nebel etwa	46	0,15
Bei Schneefall unter 0° C etwa	70	0,25
Bei starkem Gewitterregen bis	300	1,0
Bei einem andauernden Landregen mit hoher Luftfeuchtigkeit etwa	320	1,1
Bei wolkenbruchähnlichem Gewitterregen mit starkem Sturm etwa	450	1,5
Bei starkem, mit Regen vermischtem Schneefall über 0° C und gleichzeitigem heftigem Winde etwa	650	2,2

Ist der Isolationswiderstand W_3 durch Messung festgestellt, so ist der Ableitungsstrom nach Gl. (95) leicht zu berechnen. Derselbe ist ein Wattstrom und daher in Phase mit der Spannung, was für die diagrammatische Behandlung des Stromverlustes beachtet werden muß.

e) Die Strahlungsverluste (Koronaverluste). Von etwa 70 000 Volt Wechselstrom an aufwärts beginnen die Leitungen je nach ihrem Durch-

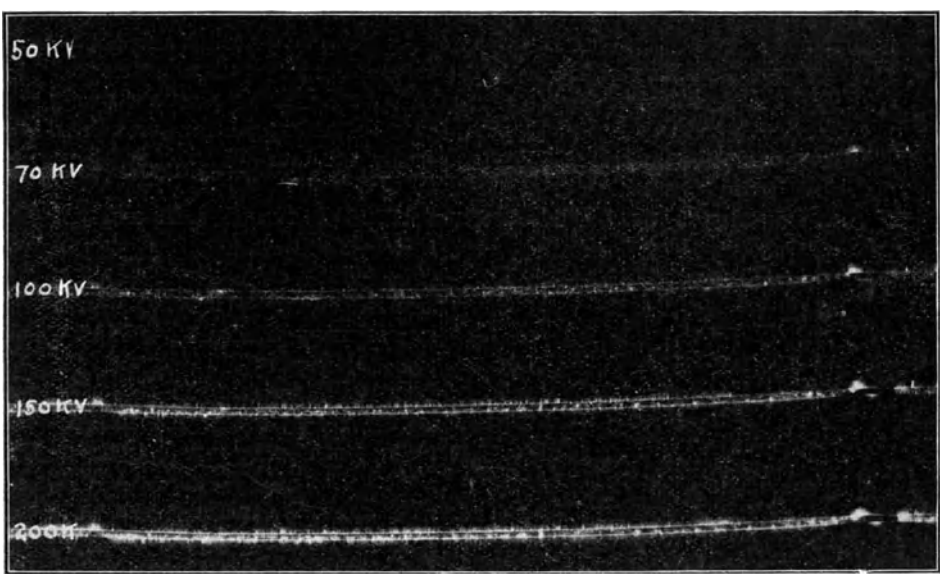


Fig. 60. Leuchten von Drähten bei 50 bis 200 KVA.

messer und ihrer Ausführung als massive Drähte oder Seile unter Bildung eines knatternden Geräusches entweder über ihre ganze Länge in weißem Lichte zu leuchten oder an einzelnen Stellen Glimmentladungen aufzuweisen wie aus den Fig. 60 und 61 erkenntlich. Ersteres ist bei dünneren, letzteres bei stärkeren Drähten und besonders bei Seilen der Fall. Bei dieser Erscheinung tritt ebenfalls elektrische Leistung in meßbaren Mengen in die Luft aus. Es entsteht also gleichfalls ein Leistungsverlust, der bei langen Fernleitungen und, wie hier schon kurz bemerkt, bei ungünstigen Witterungs- und Geländeverhältnissen (Schnee, Regen, Nebel, hohe Bergrücken) je nach der Höhe der Übertragungsspannung eine nicht zu unterschätzende Größe erreichen kann. Man tut daher gut, bei der Bestimmung des Wirkungsgrades einer Kraftübertragungsanlage auch diesen Verlust zu berücksichtigen,

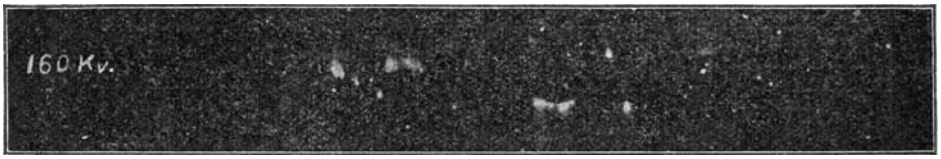


Fig. 61. Leuchten eines nassen Drahtes bei 160 KVA.

wenngleich seine rechnerische Vorausbestimmung wiederum nur sehr ungenau erfolgen kann. Zumeist sind die errechneten Werte für einen großen Teil der Betriebszeit d. h. bei guten Witterungsverhältnissen, zu ungünstig und zwar zu hoch, während sie andererseits bei schlechter Witterung und durch eine ganze Reihe von Nebenumständen, auf die noch besonders hingewiesen werden wird, praktisch ganz beträchtlich überschritten werden können. Leider sind bisher unmittelbare Betriebserfahrungen aus Anlagen, die bereits seit mehreren Jahren arbeiten und die auf diese Strahlungsverluste untersucht worden sind, nur sehr wenig veröffentlicht worden, so daß sich die nachfolgenden Angaben und Erörterungen nur auf Ergebnisse stützen, die auf Versuchsstrecken gefunden worden sind.

Ein Strahlungs- oder Koronaverlust bei Freileitungen tritt erst ein, wenn die Betriebsspannung — gleichgültig ob sie zwischen den Leitern oder gegen Erde gemessen wird — um einen bestimmten Betrag höher ist als die Durchschlagsfestigkeit des den Leiter umgebenden Isoliermaterials, in diesem Falle also der Luft. Bezeichnet man mit E_0 die Betriebsspannung des Leiters gegen Erde und mit $E_{0,\,krit}$ die Durchbruchsspannung der Luft, so wird der Koronaverlust

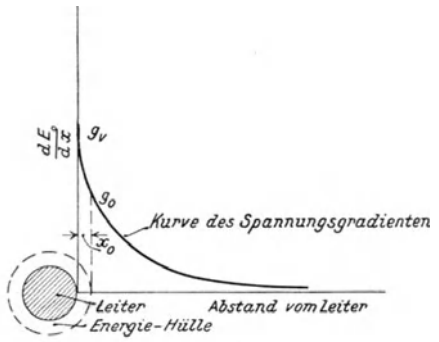


Fig. 62.

gegeben sein durch die Gl. (96):

$$V_{\text{Kor}} = \varkappa \cdot (E_0 - E_{0,\,\text{krit}})^2 \,, \tag{96}$$

worin $\varkappa$ einen Faktor bedeutet, der im folgenden noch eingehender behandelt werden wird.

Die kritische Durchbruchsspannung (Durchschlagsfestigkeit) zunächst ist wie für jedes Isoliermaterial so auch für die Luft experimentell bestimmbar. Die den blanken Leiter umgebende Luftschicht ist indessen je nach der Entfernung vom Leiterumfange sehr verschiedener dielektrischer Beanspruchung unterworfen, und zwar ist diese spezielle Beanspruchung im Abstande x vom Mittelpunkte des Leiters (Fig. 62) gegeben durch:

$$\left.\begin{aligned} \frac{dE}{dx} &= \frac{E}{2 \cdot 2{,}3 \cdot x \cdot \log \frac{a}{r}} \quad \text{für Einphasenstrom} \,, \\ \text{und:} \qquad \frac{dE}{dx} &= \frac{E}{\sqrt{3} \cdot 2{,}3 \cdot x \cdot \log \frac{a}{r}} \quad \text{für Drehstrom,} \end{aligned}\right\} \tag{97}$$

worin:

E die Spannung zwischen zwei Leitern in Volt,
a den Abstand der Leiter in cm,
r den Radius der Leiter (bei Seilen der tatsächliche Radius nach S. 126, nicht der aus dem Querschnitte errechnete) in cm

bedeutet. Man nennt den Wert $\frac{dE}{dx}$ den Spannungsgradienten. Er wird für $x = r$ also an der Leiteroberfläche ein Maximum. Setzt man nun in die Gl. (97) an Stelle der Spannung E die kritische Durchbruchsspannung $E_{0,\,\text{krit}}$ und rechnet weiter der Einfachheit wegen mit den Spannungswerten gemessen gegen Erde, so erhalten die Gl. (97) die Form:

$$\frac{dE}{dx} = g_0 = \frac{E_{0,\,\text{krit}}}{2{,}3 \cdot r \cdot \log \frac{a}{r}} \,. \tag{98}$$

F. W. Peek[1]) fand aus zahlreichen Versuchen für Werte von a zwischen 91 und 550 cm und von r zwischen 0,05 und 0,93 cm einen Scheitelwert von $g_0 = 29{,}8$ bzw. einen Effektivwert = 21,1 KV/cm Leiterlänge bei $+25^\circ$ C Lufttemperatur und 76 cm Quecksilbersäule Barometerstand. Für siebenadrige, verseilte Leitungen von gleichen Abmessungen lag der Wert von g_0 im Mittel bei etwa 25,7 KV/cm Scheitelwert. Um

[1]) F. W. Peek jr.: Die Gesetze der Koronabildung und die elektrischen Eigenschaften der Luft. Proc. of the Am. Inst. of El. Eng. Bd. 80, S. 1485. Außerdem ETZ. 1912, Heft 3, S. 61, EKB. 1911, Heft 26, S. 537 und 1912, Heft 33, S. 711, ETZ. 1913, Heft 11, S. 298.

diesen Unterschied in den Werten von g_0 für Drähte und Seile zu berücksichtigen, setzt man:

$$\frac{g_0 \text{ für Drähte}}{g_0 \text{ für Seile}} = m_0 ,$$

und benutzt in Gl. (98) für g_0 den maximalen Wert, der für Drähte gefunden worden ist. Es ist dann:

$m_0 = 1$ für blanke, glatte Drähte,
$m_0 = 0{,}98 \div 0{,}88$ für rauhe, längere Zeit der Atmosphäre ausgesetzte Drähte,
$m_0 = 0{,}87 \div 0{,}72$ für Seile.

Die kritische Durchbruchsspannung wird, wie schon der obige Hinweis auf Lufttemperatur und Barometerstand erkennen läßt, durch die Dichtigkeit der Luft beeinflußt, und zwar ändert sich diese Spannung umgekehrt proportional mit der Luftdichte. Bezeichnet:

G das Gewicht der Luft in g/cm³,
b den Barometerstand in cm Quecksilbersäule,
$t°$ die Lufttemperatur in ° C,

so ist bekanntlich:

$$G = \frac{0{,}00465 \cdot b}{273 + t°} ,$$

und da die hier benutzten, experimentell gefundenen Zahlenwerte von Peek bei $+25°$ C und 76 cm Quecksilbersäule erhalten worden sind, so ist das für die kritische Durchbruchsspannung zu berücksichtigende Korrektionsglied δ, das den Einfluß von b und $t°$ bewertet, zu setzen:

$$\delta = \frac{3{,}92 \cdot b}{273 + t°} .$$

Die Gl. (98) geht bei Berücksichtigung der verschiedenen Einflüsse auf die kritische Durchbruchsspannung für den Effektivwert der letzteren gegen Erde bzw. bei Drehstrom gegen den neutralen Punkt über in:

$$E_{0,\,\text{krit}} = 21{,}1 \cdot m_0 \cdot \delta \cdot r \cdot 2{,}3 \log \frac{a}{r} ,$$

und somit ist:

$$V_{\text{Kor}} = \varkappa \left(E_0 - 21{,}1 \cdot m_0 \cdot \frac{3{,}92 \cdot b}{273 + t°} r \cdot 2{,}3 \log \frac{a}{r} \right)^2 10^{-5} \text{ KW/km.} \qquad (99)$$

Die Strahlungsverluste sind ferner auch abhängig von dem Radius der Leiter und ihrem gegenseitigen Abstande. Schließlich beeinflußt auch die Frequenz des Stromes den Koronaverlust, und zwar haben die Versuche bei unveränderter Spannung, aber schwankender Periodenzahl c eine lineare Beziehung zwischen c und V_{Kor} ergeben. Alle diese Einflüsse kommen in dem Faktor $\varkappa$ der Gl. (96) zum Ausdruck, für den die empirische Formel:

$$\varkappa = \frac{344}{\delta} \cdot c \cdot \sqrt{\frac{r}{a}}$$

ermittelt worden ist.

Nunmehr ergibt sich also die Gleichung zur Berechnung der Strahlungsverluste zu:

$$V_{\mathrm{Kor}}=\frac{344}{\delta}\cdot c\cdot\sqrt{\frac{r}{a}}\left(E_0-21{,}1\cdot m_0\cdot\frac{3{,}92\cdot b}{273+t^\circ}r\cdot 2{,}3\log\frac{a}{r}\right)^2\cdot 10^{-5}\,\mathrm{KW/km}\,, \quad (100)$$

und daraus der Verluststrom:

$$J_{\mathrm{Kor}}=\frac{V_{\mathrm{Kor}}}{E_0}=\varkappa\cdot E_0\,. \quad (101)$$

Die Gl. (100) weicht in ihrem Aufbau insofern von der physikalisch richtigen Form ($\varkappa\cdot E_0^2$) ab, als mit einem Differenzwerte zweier Spannungen gerechnet wird. Vom physikalischen Standpunkte aus muß bei jeder Spannung ein Strahlungsverlust auftreten, da der Isolationswert der Luft nicht unendlich groß ist. Hierbei ist allerdings in Rücksicht zu ziehen, daß die Luft eine sehr hohe Isolierfähigkeit besitzt, und infolgedessen bei geringen Spannungen der Strahlungsverlust nicht festgestellt werden kann. Erst von der kritischen Spannung an tritt wie gesagt der Koronaverlust ein, nimmt dann aber mit wachsender Spannung außerordentlich rasch zu, wie Fig. 64 zeigt, und zwar weil durch die Ionisierung der Luft deren Leitvermögen gesteigert wird. Es erscheint daher für praktische Berechnungen zulässig, die Differenz zweier Spannungswerte zugrunde zu legen.

Wenn hiermit auch die Ermittlung von V_{Kor} als für den projektierenden Ingenieur praktisch erschöpfend genug erläutert worden ist, so sollen doch noch einige Angaben gemacht werden, die zur allgemeinen Einsicht in die Vorgänge, unter denen die Korona auftritt, wissenswert sind.

Wenn in Gl. (96) mit der kritischen Durchbruchsspannung gerechnet worden ist, so ist das insofern nicht vollständig richtig, als nicht sofort mit dem Überschreiten des Wertes von $E_{0,\,\mathrm{krit}}$ der Strahlungsverlust eintritt. Es muß vielmehr der Spannungsgradient g_0 nicht an der Leiteroberfläche, sondern an einem Punkte herrschen, der um einen bestimmten meßbaren Betrag von der Drahtoberfläche entfernt ist. Ryan[1]) hat festgestellt, daß der Beginn des Durchbruches der Luft nicht nur von einem bestimmten Mindestwerte der elektrischen Beanspruchung, sondern auch von einem bestimmten Mindestwerte der Strecke, auf welche hin die elektrische Beanspruchung einwirkt (kleinste Schlagweite), abhängig ist. Das ist etwa dadurch zu erklären, daß der Spannungsgradient mit abnehmendem Leiterdurchmesser in demselben Abstande x_0 abnimmt. In Fig. 62 war der Verlauf des Spannungsgradienten dargestellt. Die Schichtdicke x_0 ist bei stärkeren Drähten geringer als bei dünneren, und zwar nähert sich x_0 asymptotisch dem Werte 1,78 mm bei 1,27 cm Leiterdurchmesser (Fig. 63). Die Versuche von Görges[2]) zeigen, daß

[1]) H. J. Ryan: Luft und Öl als Hochspannungsisolatoren. Glimmen von Freileitungen. Proc. of the Am. Inst. of El. Eng. 13. I. 1913. ETZ. 1911, Heft 44, S. 1104.

[2]) H. Görges, P. Weidig, A. Jaensch: Über Versuche zur Bestimmung der Koronaverluste auf Freileitungen. ETZ. 1911, Heft 43, S. 1071.

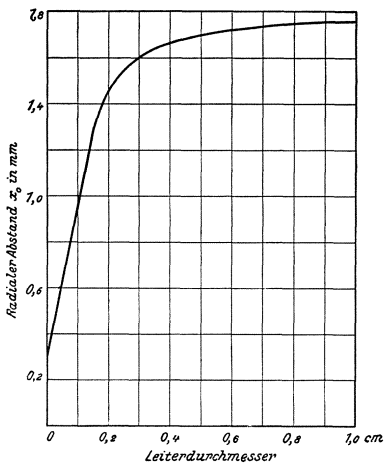


Fig. 63. Verlauf der kritischen Schlagweite bei Zylinderelektroden.

bei $r = 0{,}6$ cm $x_0 = 1{,}6$ mm beträgt. In Fig. 63 ist der Verlauf dieser kritischen Schlagweite bei Zylinderelektroden in Abhängigkeit von dem Zylinderdurchmesser wiedergegeben. Bei Leiterdurchmessern über 0,20 cm biegt die Kurve ab. Über diesen Wert von r aufwärts tritt die Korona in einzelnen unregelmäßigen Glimmbüscheln längs der Leiter auf.

Diese über der kritischen Durchbruchsspannung liegende Spannung nennt Peek die „kritische Leuchtspannung", für die die Gl. (98) zu schreiben ist:

$$g_v = \frac{E_v}{2{,}3 \cdot r \cdot \log \frac{a}{r}},$$

oder:

$$g_0 = \frac{E_v}{2{,}3\,(r + x_0) \log \frac{a}{r}} = \text{konstant}.$$

Die Versuche zeigen, daß zwischen g_v und g_0 die Beziehung besteht:

$$g_v = g_0 \left(1 + \frac{k}{\sqrt{r \cdot \delta}}\right) = 21{,}1 \left(1 + \frac{0{,}301}{\sqrt{r \cdot \delta}}\right), \qquad (102)$$

wobei $k = 0{,}301$, und mit Berücksichtigung der Gl. (102) ergibt sich nunmehr für die kritische Leuchtspannung:

$$E_{v,\,\text{krit}} = 21{,}1 \cdot m_0 \cdot \delta \cdot r \left(1 + \frac{0{,}301}{\sqrt{r \cdot \delta}}\right) 2{,}3 \log \frac{a}{r} \text{ KV/cm}. \qquad (103)$$

Aus Gl. (103) geht hervor, daß mit abnehmendem Drahthalbmesser r der Spannungsgradient g_v an der Drahtoberfläche wesentlich zunimmt. Die kritische Leuchtspannung wird dagegen mit abnehmendem Drahthalbmesser immer geringer. Sehr schwache Drähte beginnen daher schon bei verhältnismäßig niedriger Spannung zu glimmen.

Ferner wird die kritische Durchbruchsspannung und damit der Strahlungsverlust auch noch durch eine ganze Reihe anderer Ursachen beeinflußt. Zu diesen gehören die Beschaffenheit der Leiteroberfläche (rauhe Stellen, Knicke, Risse, Unsauberkeit, Oxydation, Nässe, Rauch und Ruß) und der Zustand des Wetters (Regen, Frost, Nebel, Rauhreif, Schnee). In allen Fällen mit Ausnahme bei gutem Wetter steigt der Koronaverlust. Wind scheint indessen auf den Strahlungsverlust keinen merkbaren Einfluß auszuüben. Auch die Nähe der Meeresküste oder von sonstigen größeren Wasserflächen verursacht ein frühzeitigeres Glimmen der Leitungen, wie Mershon bei seinen Prüfungen an den Niagarafällen festgestellt hat.

Alle diese Faktoren rechnerisch zu berücksichtigen, ist naturgemäß nicht möglich, und es führt auch nicht zum Ziele, in (Gl. 100) etwa noch ein weiteres Korrektionsglied einzuführen. Die aus dieser Gl. (100) erhaltenen Werte sind im allgemeinen als Mittelwerte anzusehen. Sie liegen, wie eingangs bereits erwähnt, für den normalen und jedenfalls den längeren Zeitraum im Jahre vorhandenen Betriebszustand eher zu hoch als zu niedrig, so daß sie für die Aufstellung eines Projektes hinreichend genau sein werden.

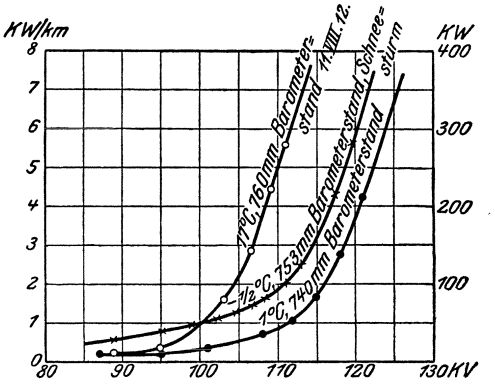


Fig. 64. Koronaverlustkurven der Lauchhammer-Fernleitungen.

Bei der Kraftübertragung Lauchhammer-Gröditz-Riesa[1]), die als erste Anlage in Europa mit 100 000 Volt arbeitet, sind folgende Ausstrahlungsverluste auf der 50 km langen Fernleitung einschließlich der Isolationsverluste gemessen worden, die auch in Fig. 64 dargestellt sind:

bei	100 000 Volt	0,4 KW/km	bei		0° C
„	100 000 „	0,9	„	„	+ 17° C
„	110 000 „	0,9	„	„	0° C
„	110 000 „	5,0	„	„	+ 17° C

Diese Werte liegen günstiger als die durch Rechnung ermittelten, doch sind sie nicht ohne weiteres als feststehend anzusehen, da bei ihrer Veröffentlichung nicht angegeben worden ist, wie die Witterung zurzeit der Messungen beschaffen war.

19. Beispiel. Es sollen die Strahlungsverluste für eine 100 000-Volt-Drehstrom-Hochspannungsleitung berechnet werden, wenn folgende Daten gegeben sind (der Lauchhammeranlage entnommen):

Leiter:	Kupferseil:	$q = 42$ mm² bestehend aus 7 verseilten Drähten von je 6 mm² Querschnitt ($r = 0{,}42$ cm),
	Leiterabstand:	$a = 178$ cm,
	Barometerstand:	$b = 76$ cm Quecksilbersäule,
	Temperatur:	$t = +17$° C (ruhiges Sommerwetter mit Sonnenschein),
	Frequenz:	$c = 50$,
	Streckenlänge	$l = 50$ km,
	Angenommen wird:	$m_0 = 0{,}80$.

[1]) Dipl.-Ing. K. Krumbiegel: Die Kraftübertragung Lauchhammer-Gröditz-Riesa. Z. Ver. deutsch. Ing. 1913, S. 1205.

Demnach ergibt sich:

$$\delta = \frac{3{,}92 \cdot 76}{273 + 17} = 1{,}025$$

$$\sqrt{\frac{r}{a}} = \sqrt{\frac{0{,}42}{178}} = 0{,}0486$$

$$\log \frac{a}{r} = \log \frac{178}{0{,}42} = 2{,}62717$$

und somit:

$$V_{\text{Kor}} = \frac{344}{1{,}025} \cdot 50 \cdot 0{,}0486\,(50 - 21{,}1 \cdot 0{,}80 \cdot 1{,}025 \cdot 0{,}42 \cdot 2{,}3 \cdot 2{,}627)^2 \cdot 10^{-5}$$
$$= 0{,}295 \text{ KW/km}$$

also für die Drehstromleitung:

$$3 \cdot 0{,}295 \cdot 50 = 44{,}25 \text{ KW}$$

gegenüber 45 KW, die gemessen worden sind.

f) Die Kapazität. Unter der Kapazität C eines Leiters versteht man im allgemeinen das Verhältnis zwischen seiner Ladung q, d. h. der Elektrizitätsmenge auf ihm, und seinem Potential P, also:

$$C = \frac{q}{P}\,.$$

Dabei müssen aber die Kapazität und die Potentiale aller in der Nähe des betrachteten Leiters vorhandenen Leiter angegeben werden. Es würde zu weit führen und auch den Rahmen dieses Buches überschreiten, wenn auf theoretische Ableitungen über die Kapazität des Leiters an sich eingegangen werden würde; es soll daher ähnlich wie bei der Berechnung der Selbstinduktion auch hier von einer Grundgleichung für das Potential ausgegangen werden, die es ermöglicht, C für die verschiedensten Formen der Oberleitungsverlegung zu ermitteln.

Jeder Leiter einer Freileitung in der Nähe der Erde bildet einen Kondensator, dessen Belegungen der Leiter selbst und die Oberfläche der Erde und dessen Dielektrikum die zwischen beiden befindliche Luftschicht ist. Befinden sich beieinander mehrere Leitungen (Hin- und Rückleitung beim Einphasensystem, die drei Leitungen bei Drehstrom usw.), so ist ein solches System ebenfalls und zwar je nach der Zahl der Leiter aufzufassen als ein oder mehrere Kondensatoren gebildet durch die Leiter als Belegungen und die zwischenliegende Luft als Dielektrikum. Es muß also strenggenommen für jede Freileitung sowohl die Kapazität zwischen Leiter und Erde als auch die Kapazität zwischen Leiter und Leiter desselben Stromkreises, sowie schließlich die Kapazität zwischen einem Leiter des einen und allen Leitern eines benachbarten Stromkreises, falls solcher sich in der Nähe befindet, festgestellt werden. Es empfiehlt sich, wenn man sich überhaupt Rechenschaft über die Kapazität einer Freileitungsstrecke geben will, die Ermittlung von C auf diese genauere Weise vorzunehmen und nicht, wie es häufiger anzutreffen ist, den Einfluß der Erde unberücksichtigt zu lassen.

Für die Berechnungen soll zunächst von einem Leiter ausgegangen werden, dem andere Leiter nicht benachbart sind. Der Leiter soll die Ladung $+q$, den Halbmesser r (cm) und den Abstand h (cm) vom Erdboden besitzen (Fig. 65).

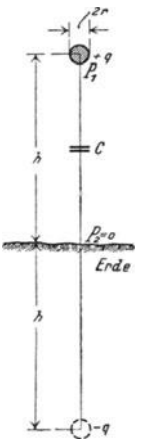


Fig. 65.

Nach Steinmetz ist der Verlauf der von der Oberleitung nach Erde ausgehenden Kraftlinien derart, als wenn sich unter dem Erdboden in der gleichen Entfernung h — gewissermaßen als Spiegelbild — ein zweiter Leiter mit entgegengesetzter Ladung $-q$ befindet. Mit hinreichender Genauigkeit und mit Rücksicht darauf, daß r gegenüber h sehr klein ist, erhält man als Potential der Oberleitung für diesen Fall[1]):

$$P_1 = 2 \cdot q \cdot \ln \frac{2h}{r} . \qquad (104)$$

Da das Potential der Erde P_2 gleich Null zu setzen ist, ist die Potentialdifferenz, durch welche die Spannung der Freileitung gegen Erde gemessen wird:

$$P_1 - P_2 = E_0 = 2q \cdot \ln \frac{2h}{r} ,$$

und daraus die Kapazität:

$$C = \frac{q}{P_1 - P_2} = \frac{q}{E_0} = \frac{1}{2 \ln \frac{2h}{r}}$$

oder auf den Briggschen Logarithmus und in Mikrofarad(Mf)/km umgerechnet:

$$C = \frac{1}{9 \cdot 2 \cdot 2{,}3 \log \frac{2h}{r}} = \frac{0{,}00483}{2 \log \frac{2h}{r}} \text{ Mf/km.} \qquad (105)$$

Befindet sich neben dem betrachteten noch ein zweiter Leiter, so hat man, wie bereits gesagt, auch die Wirkung des letzteren und seines Spiegelbildes unter der Erde — wenn genauer der Einfluß der Erde mitberücksichtigt wird — auf den ersteren mit in Rechnung zu ziehen. In gleicher Weise, wie das bei der Berechnung der Induktanz geschehen ist, soll nun auch für die Kapazität unterschieden werden zwischen dem Eigenpotential des Leiters 1 und dem gegenseitigen Potential zwischen Leiter 1 und 2. Nach dieser Form lassen sich auf gleich einfachem Wege die Kapazitätswerte auch verwickelterer Leiteranordnungen rechnerisch feststellen, sobald die Ladungen der einzelnen Leiter einander gleich sind, was z. B. für unsymmetrische Leiteranordnung

[1]) Näheres siehe Gallileo Ferraris: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik.

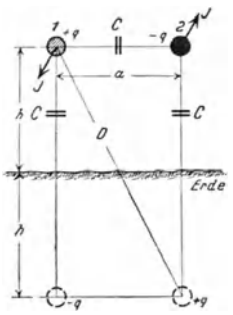


Fig. 66.

nicht mehr streng zutrifft. Es soll für das Folgende indessen gleiche Ladung aller Leiter angenommen werden.

Das gegenseitige Potential N zwischen zwei Leitern — immer unter Berücksichtigung des Einflusses der Erde — ist nun (Fig. 66):

$$N = 2\,q \cdot \ln \frac{D}{a}\,, \tag{106}$$

während das Eigenpotential ausgedrückt wird durch die Gl. (104).

Bemerkt man hier der Bequemlichkeit wegen bei jedem Leiter und seinem Spiegelbilde das Plus- oder Minuszeichen für die Art der Ladung q, so wird die Berechnung der Gesamtkapazität außerordentlich vereinfacht.

Je nach den Verhältnissen sind nun die Gesamtkapazitäten der einzelnen Leiter zur Bestimmung der Gesamtkapazität der Linie parallel oder hintereinander geschaltet, und es ist also dann darauf zu achten, daß die Kapazität eines Systems parallel geschalteter Kondensatoren gleich ist der algebraischen Summe der Kapazitäten der einzelnen Kondensatoren. Liegen die Kondensatoren in Hintereinanderschaltung, so ist die algebraische Summe der reziproken Werte der Kapazitäten der einzelnen Kondensatoren gleich dem reziproken Werte der Kapazität des Systems.

Ist C ermittelt, so ist die sog. Kapazitätssuszeptanz pro km:

$$b = 2\,\pi \cdot c \cdot C \cdot 10^{-6} = \omega \cdot C \cdot 10^{-6}\ \text{Mho}\,, \tag{107}$$

und der Ladungsstrom der Linie:

$$J_C = b \cdot E_0 = 2\,\pi \cdot c \cdot C \cdot E_0 \cdot 10^{-6}\ \text{Amp/km}. \tag{108}$$

Nach Gl. (95) war ferner der Ableitungsstrom:

$$J_{\text{Abl}} = \lambda_{\Im} \cdot E_0\,,$$

und nach Gl. (101) der Verluststrom infolge der Korona:

$$J_{\text{Kor}} = \varkappa \cdot E_0;$$

somit ist nun der Verluststrom längs der Linie pro km gleich der Vektorsumme aus J_C und $(J_{\text{Abl}} + J_{\text{Kor}})$ also:

$$J_V \triangleq J_C + (J_{\text{Abl}} + J_{\text{Kor}}) \triangleq b \cdot E_0 + (\lambda_{\Im} + \varkappa)\,E_0 = E_0 \sqrt{b^2 + (\lambda_{\Im} + \varkappa)^2}. \tag{109}$$

Man bezeichnet ferner den Wert:

$$\sqrt{b^2 + (\lambda_{\Im} + \varkappa)^2} = y \tag{110}$$

als Admittanz, so daß die Gl. (109) geschrieben werden kann:

$$J_V = E_0 \cdot y\,. \tag{111}$$

Nach diesen allgemeinen Erörterungen soll nun dazu übergegangen werden, die Werte von C für bestimmte Stromsysteme und Leiteranord-

nungen zu berechnen. Es sei indessen noch vorweg bemerkt, daß die Kapazität von Freileitungen und der dadurch bedingte Ladungsstrom bei nicht allzu großen Übertragungslängen keine wesentliche Rolle spielt. Wenn es sich dagegen um lange Fernleitungen und hohe Spannungen handelt, so muß auf die Kapazität unbedingt Rücksicht genommen werden.

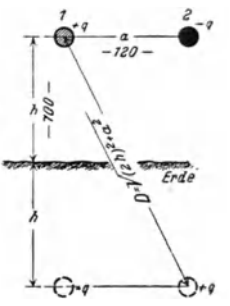


Fig. 67.

α) Das Einphasensystem. Die Einphasenlinie mit nur je einem Leiter für Hin- und Rückleitung (Fig. 67). Für diesen einfachsten Fall ist:

$$P_1 = 2\,q_1 \cdot \ln\frac{2h}{r}\,; \qquad P_2 = 2\,q_2 \cdot \ln\frac{2h}{r}\,;$$

$$N_{2,1} = 2\,q_2 \cdot \ln\frac{D}{a}\,; \qquad N_{1,2} = 2\,q_1 \cdot \ln\frac{D}{a}\,.$$

Da $q_1 = q_2$ sein soll, ist das Gesamtpotential des Leiters 1 somit:

$$P'_{g_1} = P_1 - N_{2,1}\,,$$

und das des Leiters 2:

$$P_{g_2} = P_2 - N_{1,2}\,;$$

mit Benutzung der Gl. (105) ergibt sich dann die Kapazität des Leiters 1 zu:

$$C_1 = \frac{0{,}0483}{2\left(\log\frac{2h}{r} - \log\frac{D}{a}\right)}\,. \tag{112}$$

Da die Kapazität des Leiters 2 gleich groß ist, und da beide Kondensatoren hintereinander geschaltet sind, so ist die Gesamtkapazität der Einphasenlinie:

$$C_g = \frac{C_1}{2} = \frac{0{,}0483}{4\left(\log\frac{2h}{r} - \log\frac{D}{a}\right)}\,. \tag{113}$$

Es sei hier bemerkt, daß in den folgenden Gleichungen der Einfachheit wegen die einzelnen Leiterentfernungen durch einfache Buchstaben bezeichnet werden, da man die tatsächlichen Maße aus einer Skizze ohne weiteres abgreifen oder auch rechnerisch leicht ermitteln kann. So ist also z. B. einfach D in der Gl. (113) angegeben und nicht etwa $D = \sqrt{(2h)^2 + a^2}$. Die Gleichungen erhalten in dieser Schreibweise eine bessere Übersicht.

In den nun folgenden Beispielen sind die gleichen Voraussetzungen und Annahmen gemacht, wie in den Beispielen für die Berechnung der Induktanz.

20. Beispiel: Für Fig. 67 ist:

$$P_1 = P_2 = 4{,}6 \cdot q \cdot \log \cdot \frac{2h}{r} = 4{,}6 \cdot q \cdot \log \frac{1400}{0{,}45} = 16{,}1 \cdot q \,,$$

$$N_{2,1} = N_{1,2} = 4{,}6 \cdot q \cdot \log \frac{D}{a} = 4{,}6 \cdot q \cdot \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} = 4{,}93 \cdot q \,,$$

also:

$$P_{g_1} = P_{g_2} = 11{,}17 \cdot q \,,$$

und somit:

$$C_1 = C_2 = \frac{q}{9 \cdot q \cdot 11{,}17} = \frac{1}{9 \cdot 11{,}17} = 0{,}00995 \text{ Mf/km}.$$

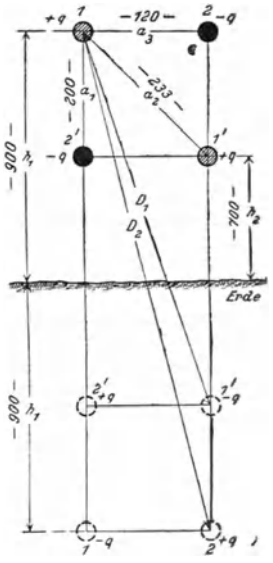


Fig. 68. Einphasenlinie mit 4 Leitern.

Da die beiden Kondensatoren hintereinandergeschaltet sind, berechnet sich die Kapazität der ganzen Linie:

$$C_g = \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2} = \frac{1}{2} C_1 = 0{,}004975 \text{ Mf/km}.$$

Ferner ist die Kapazitätssuszeptanz:

$$b = 2\pi \cdot c \cdot C_g \cdot 10^{-6} = 2\pi \cdot 50 \cdot 0{,}004975 \cdot 10^{-6} = 1{,}26 \cdot 10^{-6} \text{ Mf/km},$$

und der Ladungsstrom:

$$J_C = b \cdot E = 1{,}26 \cdot 10^{-6} \cdot 40000 = 0{,}0504 \text{ Amp/km}.$$

Aus diesem Beispiel geht hervor, daß die Kapazität der Leitung schon bei verhältnismäßig geringen Übertragungsentfernungen, aber hohen Spannungen eine nennenswerte Rolle spielt.

Einphasenlinie bestehend aus mehreren paralellgeschalteten Leitern pro Phase.

I. Fall. Vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes. Die Leiter gleicher Polarität liegen in der Diagonale (entsprechend der Fig. 68). Es ist:

$$P_1 = +2q \cdot \ln \frac{2h_1}{r} \,, \qquad P_{1'} = +2q \cdot \ln \frac{2h_2}{r} \,,$$

$$N_{1',1} = +2q \cdot \ln \frac{D_1}{a_2} \,, \qquad N_{1,1'} = +2q \cdot \ln \frac{D_1}{a_2} \,,$$

$$N_{2,1} = -2q \cdot \ln \frac{D_2}{a_3} \,, \qquad N_{2,1'} = -2q \cdot \ln \frac{h_1 + h_2}{a_1} \,,$$

$$N_{2',1} = -2q \cdot \ln \frac{h_1 + h_2}{a_1} \,, \qquad N_{2',1'} = -2q \cdot \ln \frac{D_2}{a_3} \,.$$

Das Gesamtpotential des Leiters 1, das auch für den Leiter 2 das gleiche ist, ergibt sich zu:

$$P_{g_1} = P_{g_2} = (P_1 + N_{1',1}) - (N_{2,1} + N_{2',1})$$

$$= 2q \left(\ln \frac{2h_1 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \ln \frac{D_2 \cdot (h_1 + h_2)}{a_3 \cdot a_1} \right) \,,$$

und die Kapazität von 1 oder 2:

$$C_1 = C_2 = \frac{0{,}0483}{2\left(\log\frac{2\,h_1 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \log\frac{D_2 \cdot (h_1 + h_2)}{a_3 \cdot a_1}\right)}.$$

Auf die gleiche Weise werden die Potentiale und daraus die Kapazitätswerte für die Leiter 1′ und 2′, die ebenfalls einander gleich sind, gefunden. Es ist also:

$$P_{g_{1'}} = P_{g_{2'}} = 2\,q\left(\ln\frac{2\,h_2 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \ln\frac{D_2 \cdot (h_1 + h_2)}{a_3 \cdot a_1}\right),$$

bzw.:

$$C_{1'} = C_{2'} = \frac{0{,}0483}{2\left(\log\frac{2\,h_2 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \log\frac{D_2 \cdot (h_1 + h_2)}{a_3 \cdot a_1}\right)}.$$

Die Kapazität der Hinleitung 1, 1′ ist nunmehr:

$$C_{1,1'} = C_1 + C_{1'},$$

diejenige der Rückleitung:

$$C_{2,2'} = C_2 + C_{2'},$$

und die Kapazität der ganzen Linie:

$$C_g = C_{1,1'} = C_{2,2'}, \tag{114}$$

d. h. gleich der Kapazität eines Leiters.

21. Beispiel: Es ist für die Leiteranordnung nach Fig. 68:

$$P_{g_1} = P_{g_2} = 4{,}6 \cdot q\left[\left(\log\frac{1800}{0{,}45} + \log\frac{\sqrt{1600^2+120^2}}{233}\right) - \left(\log\frac{\sqrt{1800^2+120^2}}{120} + \log\frac{1600}{200}\right)\right] = 10{,}86,$$

$$C_1 = C_2 = \frac{1}{9 \cdot 10{,}86} = 0{,}01028 \text{ Mf/km},$$

$$P_{g_{1'}} = P_{g_{2'}} = 4{,}6 \cdot q\left[\left(\log\frac{1400}{0{,}45} + \log\frac{\sqrt{1600^2+120^2}}{233}\right) - \left(\log\frac{1600}{200} + \log\frac{\sqrt{1400^2+120^2}}{120}\right)\right] = 10{,}87,$$

$$C_{1'} = C_{2'} = \frac{1}{9 \cdot 10{,}87} = 0{,}01028 \text{ Mf/km}.$$

Die Kapazität des Leiters 1, 1′ berechnet sich somit zu:

$$C_{1,1'} = C_1 + C_{1'} = 0{,}02056 \text{ Mf/km},$$

und entsprechend:

$$C_{2,2'} = C_2 + C_{2'} = 0{,}02056 \text{ Mf/km}.$$

Die Kapazität der gesamten Linie ist dann:

$$C_g = \frac{1}{2} C_{1,1'} = \frac{1}{2} C_{2,2'} = 0{,}01028 \text{ Mf/km}$$

und der Ladungsstrom:

$$J_C = 0{,}129 \text{ Amp/km}.$$

Da die Ermittlung von C für den I. Fall ausführlich behandelt worden ist, erübrigt es sich, noch die Gleichungen für die Fälle II bis V auf S. 56 bis 58 abzuleiten, weil deren Aufstellung keine Schwierig-

keiten mehr bietet, und sich auch durch Umrechnungen keine Vereinfachungen in den Schlußgleichungen ergeben. Es sollen daher die verschiedenen Leiteranordnungen unmittelbar durch die Beispiele untersucht werden.

II. Fall. 22. Beispiel. Die vier Leiter bilden die Ecken eines Quadrates, sonst wie Fall I. Bei dieser Anordnung ergibt sich, da $a_3 = a_1$ und $a_2 = a_1\sqrt{2}$:

$$P_{g_1} = P_{g_2} = 4{,}6 \cdot q \left[\left(\log \frac{1640}{0{,}45} + \log \frac{\sqrt{1520^2 + 120^2}}{171} \right) - \left(\log \frac{\sqrt{1640^2 + 120^2}}{120} + \log \frac{1520}{120} \right) \right] = 10{,}47,$$

$$C_1 = C_2 = \frac{1}{9 \cdot 10{,}47} = 0{,}0106 \text{ Mf/km},$$

$$P_{g_{1'}} = P_{g_{2'}} = 4{,}6 \cdot q \left[\left(\log \frac{1400}{0{,}45} + \log \frac{\sqrt{1520^2 + 120^2}}{171} \right) - \left(\log \frac{1520}{120} + \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} \right) \right] = 10{,}49,$$

$$C_{1'} = C_{2'} = \frac{1}{9 \cdot 10{,}49} = 0{,}0106 \text{ Mf/km}.$$

Demnach ist die Kapazität der gesamten Linie:

$$C_g = 0{,}0106 \text{ Mf/km}.$$

Hieraus ersieht man, daß mit abnehmendem Leiterabstande die Kapazität steigt, und zwar hat das seinen Grund darin, daß die elektrisierende Wirkung der entgegengesetzt gerichteten Ströme zunimmt.

III. Fall. 23. Beispiel. Vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Polarität liegen beieinander (nach Fig. 40). Unter Beibehaltung der Leiterabstände voneinander und von Erde nach Fig. 68 wird:

$$P_{g_1} = P_{g_2} = 4{,}6 \cdot q \left[\left(\log \frac{1800}{0{,}45} + \log \frac{1600}{200} \right) - \left(\log \frac{\sqrt{1800^2 + 120^2}}{120} + \log \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} \right) \right] = 11{,}46,$$

$$C_1 = C_2 = \frac{1}{9 \cdot 11{,}46} = 0{,}0097 \text{ Mf/km},$$

$$P_{g_{1'}} = P_{g_{2'}} = 4{,}6 \cdot q \left[\left(\log \frac{1400}{0{,}45} + \log \frac{1600}{200} \right) - \left(\log \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} + \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} \right) \right] = 11{,}90,$$

$$C_{1'} = C_{2'} = \frac{1}{9 \cdot 11{,}90} = 0{,}00935 \text{ Mf/km}.$$

Daraus ergibt sich:

$$C_{1,1'} = C_{2,2'} = C_1 + C_{1'} = 0{,}01905 \text{ Mf/km},$$

und die Kapazität der gesamten Linie:

$$C_g = 0{,}009525 \text{ Mf/km}.$$

Vergleicht man dieses Ergebnis mit demjenigen für den I. Fall, so erkennt man, daß die Kapazität kleiner geworden ist. Die Vereinigung der Leiter gleicher Polarität auf einer Mastseite, also zu Gruppen, ist dennoch für die Kapazität günstiger, während diese Form der Leitungsverlegung für die Induktanz ungünstiger war. Dennoch wird man eine solche Leiteranordnung nicht wählen, weil sie in betriebstechnischer Hinsicht unvorteilhaft ist (siehe S. 59), und in letzter Linie geben die Rücksichten auf eine gute Betriebsführung und besonders auf leichte Reparaturmöglichkeit den Ausschlag.

Nach diesen Erörterungen erscheint es überflüssig, noch auf die Fälle IV und V näher einzugehen. Mit einer weitergehenden Unterteilung des Leiterquerschnittes pro Phase steigt der Wert der Kapazität recht erheblich, wie ebenfalls aus einem Vergleich der Ergebnisse für die verschiedenen durchgerechneten Fälle gegenüber der einfachen Einphasenlinie zu erkennen ist.

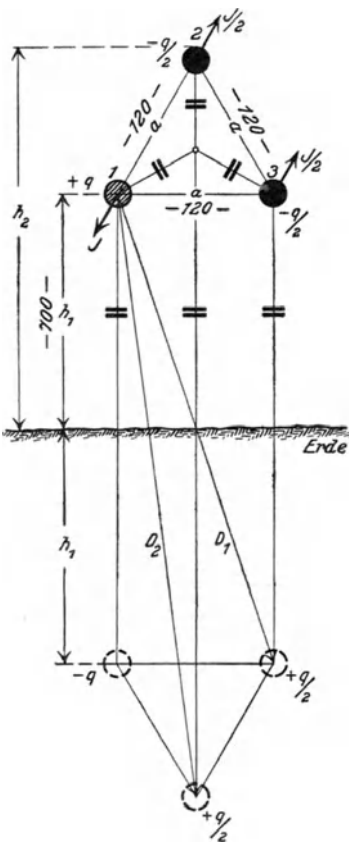


Fig. 69. Symmetrische Leiteranordnung bei Drehstrom.

β) Das Dreiphasensystem. Die Dreiphasenlinie mit nur einem Leiter pro Phase. Symmetrische Anordnung (Fig. 69). Es sei $q_1 = q_2 = q_3$, also der Strom pro Phase gleich. Daß die Kapazität der Leiter 1 und 3 unter Berücksichtigung des Einflusses der Erde von derjenigen des Leiters 2 verschieden sein wird, ist unschwer zu sehen, denn für 1 und 3 kommt der Abstand h_1, dagegen für 2 der Abstand $h_2 = h_1 + 0{,}87 \cdot a$ in Frage. Man kann aber, ohne einen belangreichen Fehler zu begehen, $h_2 \cong h_1$ setzen, und rechnet so mit gleichen Kapazitätswerten für alle Phasen. In ähnlicher Weise wie für das Einphasensystem und in Anlehnung an das auf S. 79 Gesagte haben nun das Eigen- und das gegenseitige Potential für Fig. 69 die Werte, wenn man wiederum annimmt, daß der Strom in Phase 1 zum Stromverbraucher hin- und je zur Hälfte in den Phasen 2 und 3 zurückfließt, also für Phase 1 die Ladung q, für Phase 2 und 3 die Ladung $0{,}5\,q$ einführt:

$$P_1 = +2 \cdot 2{,}3 \cdot q \cdot \log \frac{2\,h_1}{r}\,,$$

$$N_{2,1} = -0{,}5 \cdot 2 \cdot 2{,}3 \cdot q \cdot \log \frac{D_1}{a}\,,$$

$$N_{3,1} = -0{,}5 \cdot 2 \cdot 2{,}3 \cdot q \cdot \log \frac{D_1}{a}\,,$$

und daraus das Gesamtpotential der Phase 1:

$$P_{g_1} = P_1 - (N_{2,1} + N_{3,1}) = 4{,}6 \cdot q \left(\log \frac{2\,h_1}{r} - \log \frac{D_1}{a}\right). \qquad (115)$$

Demnach ist die Kapazität der Phase 1:

$$C_1 = \frac{1}{9 \cdot P_{g_1}} = \frac{0{,}0483}{2\left(\log \frac{2\,h_1}{r} \cdot \frac{a}{D_1}\right)} \text{ Mf/km.} \tag{116}$$

Führt man statt h_1 nunmehr h_2 ein, so geht die Gl. (116) über in:

$$C_1 = \frac{0{,}0483}{2 \log \frac{2\,h_2 \cdot a}{r \cdot \sqrt{D_2^2 + a^2}}}. \tag{116a}$$

Weichen die Werte für $2\,h_2$ und D_2 nicht sonderlich voneinander ab, was zumeist der Fall ist, so kann man $\frac{2\,h_2}{D_2} = 1$ setzen und erhält dann:

$$C_1 = \frac{0{,}0483}{2 \log \frac{a}{r}} \text{ Mf/km.} \tag{116b}$$

Auf die gleiche Weise ergibt sich die Kapazität für den Leiter 2 bzw. 3:

$$C_2 = C_3 = \frac{0{,}0483}{2\left(\log \frac{2\,h \cdot a}{r \cdot D_2}\right)}. \tag{117}$$

Vergleicht man die Gl. (117) mit der Gl. (113), so sieht man, daß die Kapazität einer Dreiphasenleitung pro Phase rund zweimal größer ist als die Kapazität eines Einphasenstromkreises unter der Voraussetzung, daß in beiden Fällen die Leiter gleichen Abstand von der Erde haben:

Für die Ermittlung des Stromverlustes pro Phase ist nun weiter:

die Kapazitätssuszeptanz:

$$\left.\begin{aligned} b &= 2\pi \cdot c \cdot C_1 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km} \\ &= 2\pi \cdot c \cdot \frac{0{,}0483}{2 \log \left(\frac{2\,h}{r} \cdot \frac{a}{D_2}\right)} 10^{-6} \end{aligned}\right\} \tag{118}$$

und der Ladungsstrom:

$$J_C = b \cdot E_0 \quad (E_0 = \text{Phasenspannung}). \tag{119}$$

24. Beispiel. Beträgt der gegenseitige Phasenabstand $a = 120$ cm, der Abstand der Leiter 1 und 3 von der Erde 700 cm, und ist:

$$E_p = E_0 = \frac{E}{\sqrt{3}} = \frac{40\,000}{1{,}73} = 23\,000 \text{ Volt},$$

so ist genauer berechnet:

$$P_{g_1} = 2q \cdot 2{,}3 \log \frac{1400}{0{,}45} - q \cdot 2{,}3 \log \frac{\sqrt{(1400 + 0{,}87 \cdot 120)^2 + 60^2}}{120} - q \cdot 2{,}3 \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} = 11{,}1 \cdot q;$$

ferner:

die Kapazität: $C_1 = \frac{1}{9 \cdot 11{,}1} = 0{,}01$ Mf/km,

die Kapazitätssuszeptanz: $b_1 = 314 \cdot 0{,}01 \cdot 10^{-6} = 3{,}14 \cdot 10^{-6}$ Mho/km,

der Ladungsstrom: $J_C = 314 \cdot 23\,000 \cdot 10^{-6} = 0{,}0725$ Amp/km.

Setzt man nun $h_2 = h_1$, so wird:

$$P_{g_1} = 2q \cdot 2{,}3 \log \frac{1400}{0{,}45} - q \cdot 2{,}3 \log \frac{\sqrt{1400^2+120^2}}{120} - q \cdot 2{,}3 \log \frac{\sqrt{1400^2+120^2}}{120} = 11{,}17 \cdot q,$$

ferner: $C_1 = 0{,}00995$ Mf/km.

Man macht demnach keinen belangreichen Fehler, wenn man $h_2 = h_1$ annimmt.

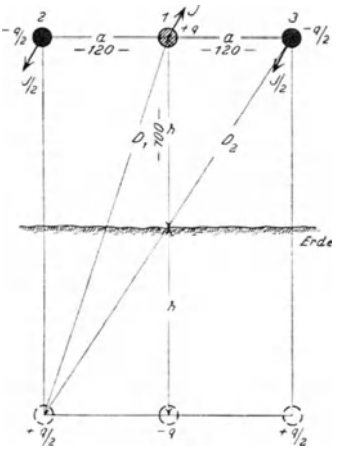


Fig. 70. Unsymmetrische Leiteranordnung bei Drehstrom.

Ein Stromkreis mit nur einem Leiter pro Phase. Unsymmetrische Anordnung (Fig. 70). Bei einem derartigen Systeme sind die Ladungen q der einzelnen Leiter nicht mehr einander gleich, was ohne weiteres aus der Unsymmetrie erklärlich ist. In solchen Fällen, die z. B. auch vorliegen, wenn mehrere Leiter pro Phase vorhanden sind, ist die Berechnung von C strenggenommen recht umständlich und wird bei verwickelteren Leiteranordnungen unter Umständen undurchführbar. Wenn man indessen trotz der an sich vorhandenen ungleichen Spannungen und der dadurch bedingten Ströme pro Phase annimmt, daß $q_1 = q_2 = q_3$ ist, so folgt aus der Fig. 70 für die mittlere Phase:

$$C = \frac{0{,}0483}{2\left(\log \frac{2h}{r} \cdot \frac{a}{D_1}\right)} \text{ Mf/km},$$

für jede äußere Phase:

$$P_2 = P_3 = +2 \cdot q \cdot 2{,}3 \log \frac{2h}{r},$$

$$N_{1,2} = N_{1,3} = -0{,}5 \cdot 2 \cdot q \cdot 2{,}3 \log \frac{D_1}{a},$$

$$N_{3,2} = N_{2,3} = -0{,}5 \cdot 2 \cdot q \cdot 2{,}3 \log \frac{D_2}{2a}.$$

Daraus ergibt sich:

$$P_{g_2} = P_{g_3} = q\left(4{,}6 \log \frac{2h}{r} - 2{,}3 \log \frac{D_1 \cdot D_2}{2a^2}\right),$$

und somit:

$$C_2 = C_3 = \frac{1}{9\left(4{,}6 \log \frac{2h}{r} - 2{,}3 \log \frac{D_1 \cdot D_2}{2a^2}\right)} \text{ Mf/km}. \qquad (120)$$

25. Beispiel. Für die unsymmetrische Anordnung der Leiter werden die Kapazitäten der Phasen voneinander abweichen.

Für die mittlere Phase 1 ist:

$$C_1 = 0{,}01 \text{ Mf/km},$$

für Phase 2 bzw. 3 wird dagegen:

$$C_2 = C_3 = \frac{1}{9\left(4{,}6 \log \frac{1400}{0{,}45} - 2{,}3 \log \frac{\sqrt{1400^2+120^2}}{120} \cdot \frac{\sqrt{1400^2+240^2}}{240}\right)} = 0{,}00803 \text{ Mf/km},$$

$$b_2 = b_3 = 314 \cdot 0{,}00803 \cdot 10^{-6} = 2{,}53 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km},$$

und:

$$J_C = 2{,}53 \cdot 23\,000 \cdot 10^{-6} = 0{,}0585 \text{ Amp/km}.$$

Dreiphasenlinie mit zwei Leitern in Parallelschaltung pro Phase.

Dieser Fall soll mit seinen verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten nicht mehr behandelt werden, da es dem projektierenden Ingenieur auf Grund des bisher Gesagten gewiß leicht sein wird, die Aufgaben allein zu lösen. Es ist nur zu erwähnen, daß nach den Untersuchungen beim Einphasensystem (S. 84) auch bei Drehstrom die Kapazität abnimmt, wenn die einzelnen gleichnamigen Phasenleitungen zusammenliegen (ähnlich Fig. 40), daß die Kapazität dagegen zunimmt, wenn die einzelnen Phasenleitungen untereinander vermischt werden. Bei der letzteren Anordnung können oft recht bedeutende Unterschiede auftreten und zwar bis 40% und mehr.

γ) Zwei verschiedene Stromkreise an einem Mast bzw. die gegenseitige elektrische Wirkung einer Drehstromlinie auf eine zweite. Sind die Stromkreise nicht verdrillt, so sind die einzelnen Phasenkapazitäten voneinander verschieden. Sie können auf Grund des bisher Gesagten ohne weiteres berechnet werden.

Verdrillt man die beiden Stromkreise nach der in Fig. 54 gekennzeichneten Form, nach der also auf einer bestimmten Streckenlänge die eine Leitung dreimal, die zweite neunmal verdrillt ist, so üben die Ströme keine Wirkung aufeinander aus, und auch die Kapazitäten verschwinden praktisch vollständig.

g) Die Berechnung von Querschnitt, Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Linie. Nachdem die „Konstanten der Wechselstromleitungen" in ihren Einzelheiten behandelt worden sind, soll nunmehr dazu übergegangen werden, das bisher Gesagte auf die Praxis anzuwenden, d. h. festzustellen, welchen Querschnitt eine Wechselstromleitung erhalten muß, um eine bestimmte elektrische Leistung auf eine gewisse Entfernung zu übertragen, und welche Leistung und Spannung am Anfange der Linie, also in der Stromerzeugungsstation aufgewendet werden muß, damit die geforderten Größen für Spannung und Leistung am Ende auch tatsächlich vorhanden sind.

Die Querschnittsberechnung. Zur Ermittlung des Querschnittes der Leitungen können alle Gleichungen und Angaben des 5. Kapitels benutzt werden. Für den einfachsten Fall, daß auf der Linie keine

Abzweigungen vorhanden sind, sind die bekannten Gleichungen anzuwenden:

für Einphasenstrom:

$$q = \frac{L_e \cdot 2 \cdot l \cdot 10^5}{\lambda \cdot p \cdot E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e}, \tag{121}$$

für Drehstrom:

$$q = \frac{L_e \cdot l \cdot 10^5}{\lambda \cdot p \cdot E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e}, \tag{122}$$

worin bedeuten:

L_e die verlangte Leistung in KW, gemessen bei der Spannung E_e,

l die Entfernung in Metern,

λ die Leitfähigkeit des Materials,

$e = \frac{p}{100} \cdot L_e$ den Leistungsverlust in Prozenten der sekundär abgegebenen Leistung.

Für überschlägliche Rechnungen können unter Annahme eines bestimmten Spannungsverlustes (nicht Spannungsabfalles) auch die folgenden Gl. (123) und (124) benutzt werden:

für Einphasenstrom:

$$q = \frac{2 \cdot J \cdot l}{\lambda \cdot \varepsilon}, \tag{123}$$

für Drehstrom:

$$q = \frac{\sqrt{3} \cdot J \cdot l}{\lambda \cdot \varepsilon}. \tag{124}$$

Über die Höhe des Leistungsverlustes e können bestimmte, für alle Fälle zutreffende Angaben nicht gemacht werden, und zwar weil sich ganz selbstverständlich der zuzulassende Verlust nach dem Charakter der Anlage, dem jährlich zu erwartenden Leistungsbezuge, der Länge der Strecke, den Selbsterzeugungskosten für die Kilowattstunde u. dgl. zu richten hat. Hier gilt sinngemäß auch alles das, was bei der Auswahl der Transformatoren hinsichtlich der Kupfer- und Eisenverluste im I. Bd., S. 202 gesagt worden ist. Im allgemeinen wird ein Leistungsverlust in den Leitungen bei Vollbelastung von 10÷15% im Maximum gewählt. Alle mathematischen Untersuchungen, die zur Aufgabe haben, den wirtschaftlichen Querschnitt bzw. Leistungsverlust zu ermitteln, sind für die Praxis auch hier kaum verwendbar, weil sie eine ganze Reihe von Annahmen voraussetzen, die beim tatsächlichen Betriebe später nur in den seltensten Fällen zutreffen. Das gilt in erster Linie von der Belastung selbst, die naturgemäß außerordentlich schwankt — vereinzelte Sonderfälle ausgenommen — und sich durch Erweiterungen in den angeschlossenen Stromverbrauchern schon nach kurzer Betriebszeit derart geändert haben kann, daß die Annahmen für die theoretischen Untersuchungen vollständig über den Haufen geworfen werden.

Bei großen Kraftübertragungsanlagen geht man vielmehr am vorteilhaftesten folgendermaßen vor. Man ermittelt zunächst die Selbsterzeugungskosten für die Kilowattstunde gemessen bei der von den Genera-

toren unmittelbar erzeugten Spannung an den Sammelschienen. Alles, was zur Transformierung für die Fernleitungsspannung dient, wird als zur Leitungsanlage gehörig gerechnet. Das gleiche gilt für die Sekundärtransformatorstationen. Es baue sich also das Leitungsprojekt derart auf, als ob gewissermaßen ein fremder Unternehmer den Strom ab Generatorsammelschienen beziehe. Man wählt nun zwei Spannungen, die roh geschätzt in solchen Grenzen liegen, daß z. B. ein beachtenswerter Preisunterschied in den Isolatoren, Transformatoren und Schaltapparaten besteht, und stellt in großen Zügen, aber naturgemäß vollkommen gleichlautende Kostenberechnungen zusammen. Je nachdem nun bei gleichem Leistungsverluste das eine der beiden Projekte wesentliche Mehrkosten für den Bau und demnach auch für Verzinsung und Abschreibung gegenüber dem zweiten Projekte verursacht, wird man Schlüsse darauf ziehen können, welche Spannung zunächst zu wählen ist. Mit dieser Spannung prüft man dann den Leistungsverlust bei verschiedenen Leiterquerschnitten und bringt diese jährlichen Ausgaben in Vergleich mit den betreffenden Mehr- oder Minderkosten für Verzinsung und Abschreibung der Leitungsanlage, woraus man bald und mit guter Sicherheit für eine wirtschaftliche Lösung des Projektes zur zweckmäßigsten Spannung und zum zweckmäßigsten Leiterquerschnitte kommt. Es wird sich da im Durchschnitt stets zeigen, daß der Leistungsverlust in der Leitung selbst zwischen $8 \div 15\,\%$ schwankt. Die Verluste in den Transformatoren können für diese Vergleichsrechnungen unberücksichtigt bleiben, da sie zwischen großen Spannungsgrenzen nahezu gleich sind. Für die Ermittelung des Strompreises, den die Abnehmer zu zahlen haben, müssen selbstverständlich alle Verluste beachtet werden, worauf jedoch erst im 41. Kapitel näher eingegangen werden wird.

Hat man auf diese Weise, die nur im ersten Augenblicke umständlich zu sein scheint, die Spannung und den Leistungsverlust, sowie nach Gl. (121) bis (124) den Leiterquerschnitt ermittelt, so beginnt erst dann die Berechnung der Spannung am Anfange der Linie, also der hierzu notwendigen Werte des Ohmschen- und induktiven Spannungsverlustes, sowie der scheinbaren Leistung, die die Generatoren erzeugen müssen, und der Gesamtverluste durch Ableitung, Ausstrahlung usw. Sind mehrere Abzweigungen an der Hauptleitung vorhanden so z. B. unmittelbar angeschlossene Stromabnehmer (Industrie, Landwirtschaft, Bergbau usw.) oder Transformatoren- bzw. Umformerwerke, so gelten die im 5. Kapitel gegebenen Gleichungen für die Bestimmung des Leitungsquerschnittes sinngemäß. Es lohnt aber auch hier kaum der Mühe, mit Watt- und wattlosen Strömen bei verschiedenen Leistungsfaktoren an den einzelnen Abnahmepunkten zu rechnen, denn Vorausbestimmungen oder Annahmen nach dieser Richtung sind zu unzuverlässig.

Handelt es sich um wenige große zu speisende Anlagen mit Asynchronmotoren, so wird man mit einem Leistungsfaktor $\cos\varphi_e = 0{,}8$ bis 0,85 rechnen können. Sind dagegen viele Kleinbetriebe vorhanden, die von einer größeren Transformatorstation zu speisen sind, so ist

dringend davor zu warnen, den Leistungsfaktor etwa zu 0,8 — wie das so häufig irrtümlich geschieht — anzunehmen, sondern die Erfahrungen haben gezeigt, daß mit einem $\cos\varphi_e = 0{,}6$ bis höchstens 0,7 nicht zu ungünstig gerechnet wird. Wie die Antriebsmaschinen für die Stromerzeuger in solchen Fällen zu bemessen sind, wird im 18. Kapitel erläutert. Handelt es sich dagegen um den Anschluß von Umformern, die eine Regelung der im Netz vorhandenen wattlosen Ströme zulassen, so kann man $\cos\varphi_a = 0{,}8$ im Mittel an den Sammelschienen der Generatoren voraussetzen.

Daß man namentlich bei großen Kraftübertragungsanlagen tunlichst bestrebt sein muß, den Leistungsfaktor des Netzes zu verbessern, zeigt eine kurze Betrachtung der G. (121) und (122), aus der zu ersehen ist, daß der Querschnitt der Leitungen im umgekehrten Verhältnis zum Quadrate des Leistungsfaktors wächst. Es verlohnt der Mühe, bei größeren Projekten zu prüfen, ob es nicht vorteilhafter ist, an Stelle starker Leiterquerschnitte bzw. der bei geringerem Querschnitte jährlich aufzuwendenden Verlust-Kilowattstunden einen Synchronmotor aufzustellen. Näheres hierüber ist im I. Bd., S. 124 zu finden.

Die Ermittlung von Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Fernleitung (Spannungsabfall, Spannungsregelung, Stromanstieg usw.). Ist der Querschnitt für die Fernleitung bestimmt und sind die charakteristischen Daten für die Strecke berechnet, dann erst ist es möglich, für bestimmte Werte von Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Ende der Linie die zugehörigen Werte an der Stromerzeugungsstelle, an den Haupttransformatorstationen oder ähnlichen Punkten zu bestimmen. Hand in Hand mit dieser Schlußarbeit für die Projektierung der elektrischen Seite einer Fernleitung geht ferner die Untersuchung über Spannungsabfall, Stromverlust, Stromanstieg, Leistungsfaktor bei Änderung der Belastung, Änderung des sekundären Leistungsfaktors usw.

Die diagrammatische Darstellung der Wechselstromgrößen führt für diese Arbeiten am schnellsten und bequemsten zum Ziele, und es wird daher im Nachfolgenden von diesen Diagrammen weitgehendster Gebrauch gemacht werden.

Bevor man nun an die Lösung dieser Aufgaben herantritt, muß man sich noch Klarheit über die Art der Belastung und der Belastungsänderungen verschaffen. Die Art der Belastung wird fast ausschließlich induktiv sein, also einen bestimmten Leistungsfaktor sekundär ($\cos\varphi_e$) zur Voraussetzung haben. Denselben nun aber etwa durch umständliche Rechnungen ermitteln zu wollen, wäre müßiges Unterfangen. Man schätzt $\cos\varphi_e$ vielmehr. Hierbei ist aber nach den obigen Angaben Vorsicht geboten, da ein zu hoher der Berechnung zugrunde gelegter Wert für $\cos\varphi_e$, der nachher nicht erreicht werden kann, zur Folge hat, daß die Maschinen im Kraftwerke bzw. die Transformatoren in ihrer KVA-Leistung zu klein sind, und die Antriebsmaschinen nicht voll ausgenützt werden können. Ein Beispiel wird das sofort erkennen lassen:

26. Beispiel. Bei $E_e = 10\,000$ Volt, $J = 100$ Amp. Drehstrom und $\cos\varphi_e = 0{,}8$ beträgt die von der Antriebsmaschine herzugebende Leistung, wenn der Wirkungsgrad des Generators $\eta_G = 0{,}895$ ist:

$$\frac{10\,000 \cdot 100 \cdot 0{,}8 \cdot 1{,}73}{736 \cdot 0{,}895} = 2100 \text{ PS}.$$

Ist für diese Leistung die Antriebsmaschine beschafft, und stellt es sich heraus, daß $\cos\varphi_e$ nur 0,6 beträgt, so müßte der Generator, der für eine Leistung von 2160 KVA gebaut ist, nunmehr 2880 KVA abgeben können. Die Stromstärke würde dann 133 Amp. betragen, und der Generator würde sich übermäßig stark erwärmen, also an Betriebssicherheit und an Lebensdauer einbüßen, wenn man die Leistung der Antriebsmaschine voll ausnützen wollte. Man muß also auf 100 Amp. bei $\cos\varphi_e = 0{,}6$ zurückgehen und erhält dann eine Antriebsleistung von nur 1570 PS, mithin rund 34% kleiner. Das macht am Anlagekapital naturgemäß nicht nur für die Maschinen, sondern auch für die Apparate und, nicht zu vergessen, für die Grundfläche des Maschinenhauses ganz erheblich viel aus.

Handelt es sich um den Anschluß von vorwiegend großen Induktionsmotoren und Glühlampenbeleuchtung, so kann man, wie bereits oben gesagt, $\cos\varphi_e = 0{,}8$ bis 0,85 annehmen; bei reinen Beleuchtungsanlagen wird $\cos\varphi_e = 0{,}9$ bis 0,95, bei vorwiegendem Kleinmotorenanschluß dagegen, wie er bei Überlandzentralen vorhanden ist, wird $\cos\varphi_e = 0{,}6$ bis höchstens 0,7 zu wählen sein. Auch hier soll nochmals auf die Verbesserung des Leistungsfaktors durch besondere Mittel hingewiesen werden.

Die zweite Frage, die vor Inangriffnahme der endgültigen Leitungsberechnung geklärt werden muß, bezieht sich auf die Art der Belastungsänderung, weil davon die Spannungsänderung und der Verlust, sowie der primäre Leistungsfaktor abhängen.

Handelt es sich um reine Beleuchtungsanschlüsse, so bleibt $\cos\varphi_e$ konstant und der Strom J_e ändert sich proportional mit der Belastung. Dasselbe gilt, wenn die Regelung des Leistungsfaktors durch Synchronmotoren od. dgl. erfolgt.

Ist die Belastung dagegen induktiv, so sind im wesentlichen drei Fälle für die Belastungsänderung zu unterscheiden, und zwar:

a) Speisung von großen Induktionsmotoren (Kraftübertragungsanlagen für Bergwerke, Hütten- und Walzwerk, Pumpanlagen, Umformerstationen mit Asynchronmotoren); die Motoren sind ständig im Betriebe und arbeiten mit wechselnder Belastung zwischen Leerlauf und Vollast. Dann ändert sich $\cos\varphi_e$ beträchtlich, während die Stromstärke J_e annähernd konstant bleibt, was z. B. aus Gl. (43) hervorgeht, wenn man auch die Änderung des Wirkungsgrades berücksichtigt:

$$J = \frac{736 \cdot L_{\text{PS}}}{E_e \cdot \cos\varphi_M \cdot \eta_M}.$$

Das Produkt $\cos\varphi_M \cdot \eta_M$ nimmt annähernd proportional mit abnehmender Belastung ab.

b) Stromlieferung für Kraft und Licht entsprechend den normalen Belastungsformen der öffentlichen Elektrizitätswerke, Überlandzentralen u. dgl. Hier ist die Belastung veränderlich und auch

der Leistungsfaktor; indessen schwankt letzterer nicht in den Grenzen wie unter a), sondern z. B. zwischen 0,8 und 0,6 (bei vorwiegendem Großmotorenanschluß) oder 0,6 und 0,5 (wenn Kleinmotoren überwiegen). Die Beleuchtung wirkt zumeist etwas im günstigen Sinne regelnd auf den Leistungsfaktor. Die Stromstärke ist infolgedessen ebenfalls veränderlich.

c) Stromlieferung wie für Fall b) indessen Konstanthalten des Leistungsfaktors durch Regelmaschinen. Dann ändert sich mit der Belastung die Stromstärke J_e.

d) Leerlauf der Linie, der bei Kraftübertragungsanlagen mit hohen Spannungen von ganz besonderer Bedeutung ist und zwar insofern, als infolge von Kapazität nach dem Ende der Leitung Spannungserhöhungen auftreten können, die unter Umständen ganz erstaunliche Werte aufweisen und die Spannungsregelung im Kraftwerke ganz außerordentlich erschweren.

Vorausgeschickt sei ferner, daß alle Diagramme und Berechnungen von der Stromabnahmestelle beginnend durchgeführt werden, weil die sekundären Verhältnisse bekannt oder so geschätzt werden können, wie sie im späteren Betriebe tatsächlich zu erwarten sind. Auf Erweiterungen, insbesondere wenn viel Kleinmotorenbetrieb vorhanden ist, muß gebührend Rücksicht genommen werden.

Jede Wechselstromleitung ist, wie auf S. 48 bereits erwähnt, neben dem Ohmschen Widerstande noch mit Selbstinduktion, Ableitungs- und Koronaverlusten und Kapazität behaftet. Die letzten drei Eigenschaften sind nach den Angaben in den Abschnitten d, e, f proportional der Spannung, und es wird daher bei verhältnismäßig niedrigen Spannungen bis etwa 10 000 Volt, wie Überschlagsrechnungen leicht erweisen werden, nur die Selbstinduktion neben dem Ohmschen Spannungsverluste in Rücksicht zu ziehen sein. Bei hohen Spannungen ist dagegen diese Vernachlässigung von A, V_{Kor} und C nicht mehr zulässig. Die nachfolgenden Erläuterungen werden des leichteren Verständnisses wegen an Einphasenstromkreisen durchgeführt, und erst zum Schluß der einzelnen Abschnitte wird gezeigt, wie die Gleichungen usw. auf Dreiphasenstrom anzuwenden sind.

Fernleitung mit Ohmschem Widerstande und Selbstinduktion. In Fig. 71 ist das Schaltbild für diesen einfachsten Fall gezeichnet. Der bequemeren Übersicht wegen seien hier die im folgenden und in den Diagrammen benutzten Bezeichnungen zusammengestellt. Es bedeutet:

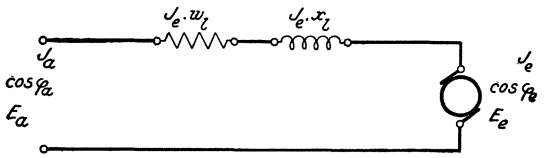


Fig. 71. Einphasenstromkreis mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion.

L_e die am Ende der Linie verlangte Leistung in KW,
E_e die sekundäre Spannung, die konstant zu halten ist, in Volt,
J_e den Belastungsstrom in Amp. bei der Spannung E_e,

$\cos\varphi_e$ den Leistungsfaktor am Ende der Linie,
J_l den in der Fernleitung fließenden Strom in Amp.,
J_a den primär zu erzeugenden Strom in Amp.,
E_a die primäre Spannung in Volt,
L_a die primäre Leistung in KW,
$\cos\varphi_a$ den primären Leistungsfaktor.

Die Fig. 72 zeigt das Diagramm dieses Stromkreises. Der Strom J_e eile der Spannung E_e um den Winkel φ_e nach. Die Anfangsspannung E_a ergibt sich durch geometrische Addition von E_e mit dem Spannungabfall $J_e \cdot z_l$, und zwar ist hier $J_l = J_e$. Der Vektor des Ohmschen Spannungsverlustes $J_e \cdot w_l = \overline{E_e a}$ ist in Phase mit dem Strome J_e und somit parallel zu J_e im Punkte E_e an den Vektor der Endspannung $\overline{OE_e}$ anzutragen. Der Vektor des induktiven Spannungsverlustes $J_e \cdot x_l = J_e \cdot \omega \cdot L_g = \overline{a\,b}$ eilt dem Strome J_e um 90° voraus und ist senkrecht zu J_e im Punkte a anzutragen. Die Schlußlinie $\overline{E_e b}$ ist dann gleich dem Gesamtspannungsabfalle in der Fernleitung, also $= J_e \cdot z_l$, und die Verbindungslinie $\overline{O\,b}$ stellt nach Richtung und Größe die Anfangsspannung dar, die nunmehr mit dem Strome J_e den Phasenverschiebungswinkel φ_a einschließt. Die Phasenverschiebung ist um den Winkel β größer geworden.

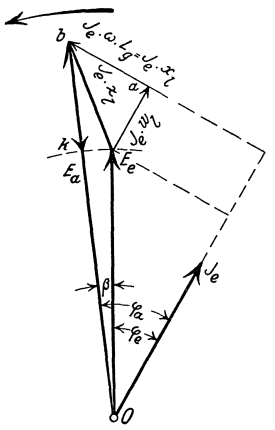


Fig. 72. Allgemeines Spannungsdiagramm zu Fig. 71.

Die gesuchten Größen E_a, $\cos\varphi_a$ und β lassen sich, wenn das Diagramm möglichst groß und genau gezeichnet ist, aus demselben messen. Rechnerisch ergibt sich aus Fig. 72:

die Anfangsspannung:

$$E_a = \sqrt{(E_e \cdot \cos\varphi_e + J_e \cdot w_l)^2 + (E_e \cdot \sin\varphi_e + J_e \cdot x_l)^2}\,, \qquad (125)$$

der primäre Leistungsfaktor:

$$\cos\varphi_a = \frac{E_e \cdot \cos\varphi_e + J_e \cdot w_l}{E_a}\,, \qquad (126)$$

die Anfangsleistung:

$$L_a = \frac{E_a \cdot J_e \cdot \cos\varphi_a}{1000}\,. \qquad (127)$$

Ein Vergleich der Fig. 72 mit der Fig. 19 läßt unschwer erkennen, daß die Selbstinduktion der Fernleitung einen bedeutenden Einfluß auf die Anfangsspannung und den primären Leistungsfaktor und infolgedessen naturgemäß auch auf die von der Stromerzeugungsstation abzugebende Leistung ausübt.

An Hand eines solchen Diagrammes können nun in einfachster Weise alle Verhältnisse untersucht werden, die eintreten, wenn sich die Be-

lastung am Ende der Linie ändert. Für die auf S. 92 gekennzeichneten Fälle ergibt sich folgendes:

Zu Fall a):

L_e veränderlich,
$\cos\varphi_e$ veränderlich,
J_e konstant.

Das zugehörige Diagramm (Fig. 73) zeigt, daß mit abnehmender Belastung die Anfangsspannung bis zu einem bestimmten Grade erhöht werden muß, um E_e konstant zu halten, darüber hinaus ist sie zu vermindern. Die Strecke $\overline{k\,b}$ gibt den Betrag an, um den E_a höher sein muß als E_e. Da die Vektoren $J_e \cdot w_l = \overline{E_e\,a}$ und $J_e \cdot x_l = \overline{a\,b}$ unveränderte Größe behalten und sich mit abnehmender Belastung nur um den Punkt E_e drehen, so bewegt sich der Punkt b auf einem Kreise mit $J_e \cdot z_l$ als Radius, während der Punkt k auf einem Kreise wandert, der $\overline{O\,E_e}$ zum Radius hat. Im allgemeinen wird $\overline{b\,k} = \overline{b'\,k'}$ gesetzt werden können, und daraus folgt, daß für den Belastungsfall a) die Anfangsspannung auch konstant gehalten werden kann. Das ist insofern ganz besonders günstig, weil man bei derartigen Betrieben (vorwiegend große, in ihrer Leistungsbeanspruchung schwankende Induktionsmotoren) die Anfangsspannung durch besondere, selbsttätig arbeitende Spannungsregler (Schnell-, Eilregler) auf einen bestimmten Wert einstellen kann, der auch dann nicht schwankt, wenn plötzliche stoßweise Be- und Überlastungen (z. B. Anlassen) auftreten. Dadurch wird die Betriebsführung im Kraftwerke sehr vereinfacht und gleichmäßig gestaltet. Sind in die Fernleitung Transformatoren eingeschaltet, so wird die Gleichmäßigkeit des Betriebes trotz der Belastungsänderungen allerdings etwas beeinträchtigt, da der Spannungsabfall in den Transformatorwicklungen zu berücksichtigen ist. Durch eine allgemeine, geringe Erhöhung der Anfangsspannung kann man diesen Übelstand indessen praktisch befriedigend beheben.

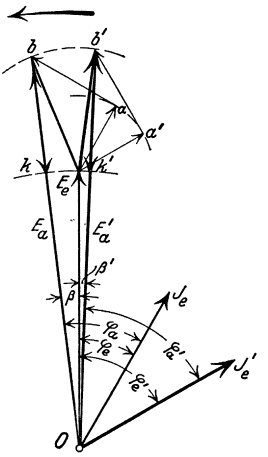


Fig. 73. Spannungsdiagramm zu Fig. 71.
L_e veränderlich, $\cos\varphi_e$ veränderlich, J_e konstant.

Vergegenwärtigt man sich das auf S. 200 u. f. im I. Bd. Gesagte, so läßt das Diagramm Fig. 73 ohne weiteres auch erkennen, daß mit abnehmender Belastung die Wattleistung des Generators im Kraftwerke abnimmt, während die wattlose Leistung steigt. Der Generator wird also in seiner scheinbaren = KVA Leistung annähernd gleich beansprucht, während die Antriebsmaschine (Turbine, Dampfmaschine) in ihrer Kraftabgabe zurückgeht.

Zu Fall b):

L_e veränderlich,
$\cos\varphi_e$ in geringem Maße veränderlich,
J_e veränderlich.

Hierfür ist das Diagramm in Fig. 74 gezeichnet.

Dieser Fall entspricht, wie bereits auf S. 92 gesagt, den normalen, bei öffentlichen Stromerzeugungsanlagen vorhandenen Betriebseigenschaften. Mit abnehmender Belastung muß auch die Anfangsspannung verringert werden, wenn E_e konstant bleiben soll. In Fig. 74 ist die Belastungsabnahme auf $^1/_3$ vorausgesetzt.

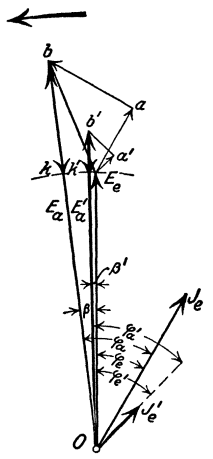


Fig. 74. Spannungsdiagramm zu Fig. 71. L_e veränderlich, $\cos\varphi_e$ in geringem Maße veränderlich, J_e veränderlich.

Schon bei Kraftübertragungsanlagen mittleren, ganz besonders aber bei solchen großen Umfanges und auch dann, wenn mehrere Stromversorgungsgebiete durch besondere, unabhängige Leitungsstrecken mit dem Kraftwerke in Verbindung stehen, ist nun aber die Konstanthaltung der Endspannungen von der Stromerzeugungsstelle aus nicht mehr durchführbar. Es wird vielmehr primär eine bestimmte Spannung gehalten, die auf eine Durchschnittsbelastung z. B. am Tage, am Abend, in der Nacht u. dgl. berechnet bzw. durch Messung festgestellt ist. Steigt oder fällt die Belastung um diesen Mittelwert, so muß doch im Kraftwerke reguliert werden, da anderenfalls namentlich bei starker Belastungsabnahme an den Stromverbrauchern zu hohe Spannung herrscht, und z. B. Glühlampen gefährdet werden. Die Punkte b der Strecke $\overline{k\,b}$ bewegen sich auf einer Kurve, die für die Projektierungsarbeiten nicht bekannt zu sein braucht, später im Betriebe aber verhältnismäßig leicht ermittelt werden kann. In solchen Kraftwerken ist es empfehlenswert, mit Schnellreglern die Konstanthaltung der Primärspannung erst dann zu wählen, wenn bereits Erfahrungen über die Betriebseigenschaften des Netzes vorliegen.

Muß man die Endspannungen verschiedener Transformatorstationen mit stark voneinander abweichenden Anschlußwerten bzw. Belastungen unter Garantie zwischen bestimmten Grenzwerten konstant halten, dann ist es notwendig, die im I. Bd. behandelten Methoden der Spannungsregelung durch Zusatz- oder Drehtransformatoren anzuwenden.

Zu Fall c):

L_e veränderlich,
$\cos\varphi_e$ konstant,
J_e veränderlich.

Wird der Leistungsfaktor $\cos\varphi_e$ durch besondere Mittel unabhängig von der Belastungsart und -stärke konstant gehalten, so erhält man das Diagramm Fig. 75. Mit abnehmender Belastung wird der Leistungs-

faktor $\cos\varphi_a$ günstiger. Die Punkte b der Strecke $\overline{k\,b}$ bewegen sich in diesem Falle auf der Impedanzlinie, da proportional mit J_e auch der Ohmsche- und der induktive Spannungsverlust abnehmen. Hier lassen sich selbsttätige Regler sicherer verwenden, wenn dieselben auf veränderliche Stromstärke ansprechen und proportional mit der Belastungszu- oder -abnahme die Spannung der Generatoren ändern.

Zu Fall d): Leerlauf der Linie.

Zum Leerlauf der Linie ist für diesen einfachsten Fall der Leitungsanlage nichts Besonderes zu bemerken; die Anfangsspannung erreicht ihren tiefsten Wert und ist annähernd gleich der Endspannung. Der Leistungsfaktor $\cos\varphi_e$ ist indessen sehr schlecht (etwa 0,5 bis 0,1). Auch für diesen Fall ein Diagramm zu geben, erscheint überflüssig. Aus der Fig. 72 können die erforderlichen Schlüsse leicht auch für den einfachen Stromkreis mit Selbstinduktion gezogen werden.

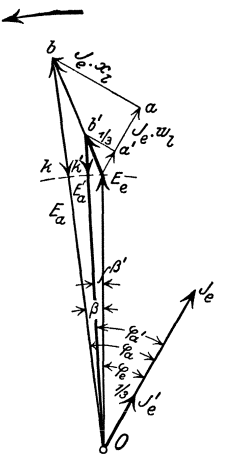


Fig. 75. Spannungsdiagramm zu Fig. 71. L_e veränderlich, $\cos\varphi_e$ konstant, J_e veränderlich.

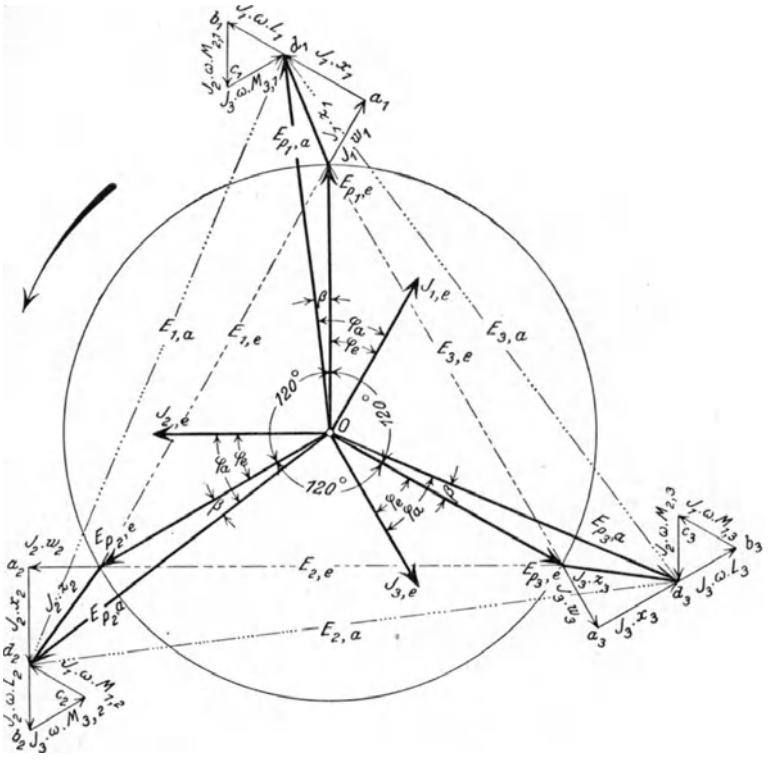


Fig. 76. Spannungsdiagramm für eine Dreiphasenlinie mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion (symmetrische Leiteranordnung).

β) Dreiphasenstrom. Alles bisher für Einphasenanlagen Gesagte gilt für Drehstrom dann, wenn es sich um einen Stromkreis mit symmetrischer Leiteranordnung handelt, bzw. wenn bei zwei benachbarten Stromkreisen die Verdrillung zur Anwendung kommt, und wenn ferner die Phasen gleichmäßig belastet sind. Es ist nur zu setzen für:

die Stromstärke:

$$J_e = \frac{L_e \cdot 1000}{E_e \cdot \cos\varphi_e \cdot \sqrt{3}}, \tag{128}$$

und die Spannung:

$$E_e = \frac{\text{verkettete Spannung}}{\sqrt{3}} = E_{p,e}. \tag{129}$$

Das gleiche gilt sinngemäß für die Werte am Anfange der Linie.

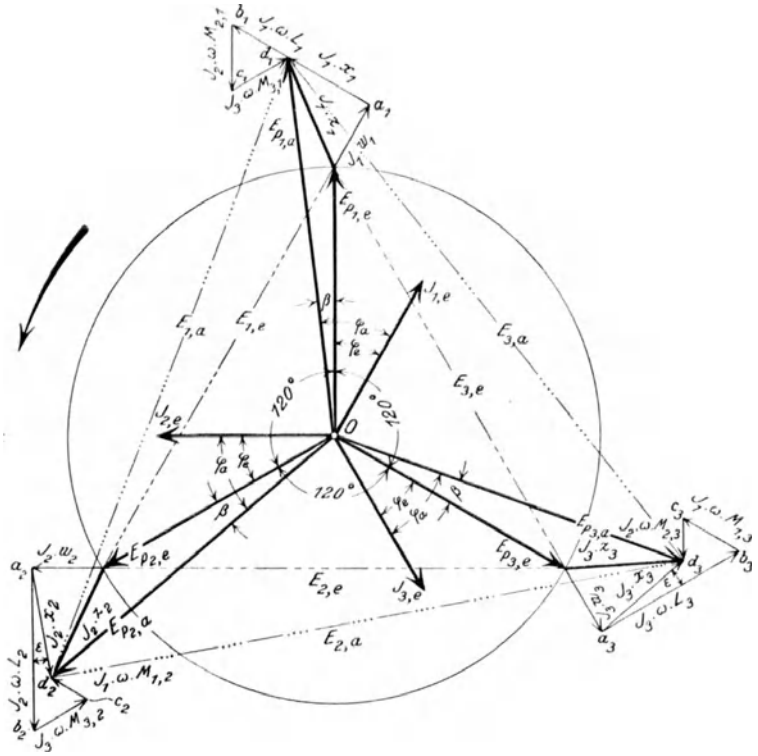


Fig. 77. Spannungsdiagramm für eine Dreiphasenlinie mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion (unsymmetrische Leiteranordnung).

Zum Vergleiche mit Fig. 72 ist nun in Fig. 76 das vollständige Diagramm für eine Dreiphasenlinie unter den vorgenannten Voraussetzungen wiedergegeben. Die Phasenspannungen sind um 120° gegeneinander verschoben; die Ströme bilden mit diesen den Winkel φ_e am Ende der Linie.

Auf S. 61 ist die Gesamtinduktanz jedes Leiters behandelt worden als die Summe aus Selbst- und gegenseitiger Induktion. Es lassen sich

nun diese Verhältnisse sehr anschaulich auch graphisch zur Darstellung bringen, was dann von besonderem Werte ist, wenn die Leiteranordnung unsymmetrisch ist. Hierauf wird weiter unten noch besonders eingegangen werden.

Um die Gesamtinduktanz zu finden, trägt man an den Vektor des Ohmschen Spannungsverlustes $J_e \cdot w_l$ (in Fig. 76 der Deutlichkeit wegen mit den Indizes der Phasen bezeichnet) zunächst um 90° dem Strome $J_{1,e}$ voreilend die Selbstinduktion $J_1 \cdot \omega \cdot L_1 = \overline{a\,b}$ an. Senkrecht zu den Strömen $J_{2,e}$ und $J_{3,e}$, und diesen wiederum um 90° voreilend, ist an $\overline{a\,b}$ im Punkte b der Vektor $J_2 \cdot \omega \cdot M_{2,1}$ und im Punkte c der Vektor $J_3 \cdot \omega \cdot M_{3,1}$ anzutragen. Die Strecke $\overline{a\,d}$ ist dann nach Größe und Richtung gleich der Gesamtinduktanz $J_1 \cdot x_1$.

Diese Konstruktion ist nun auch für die Phase 2 und 3 durchgeführt. Die verketteten Spannungen am Ende und am Anfange der Linie sind gleich den Verbindungslinien der Punkte $E_{p,e}$ bzw. d. Infolge der größeren Phasenverschiebung primär hat sich das Dreieck der verketteten Spannungen etwas verschoben, was aus Fig. 76 deutlich zu erkennen ist.

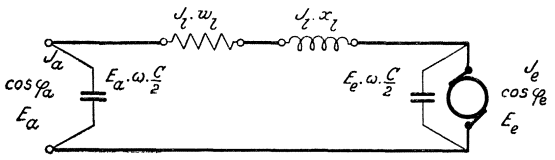


Fig. 78. Einphasen-Wechselstromfernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität.

Wie sich die Verhältnisse bei unsymmetrischer Leiteranordnung gestalten, läßt das Diagramm Fig. 77 ersehen, und zwar ist demselben die Verlegung der Leitungen nach Fig. 46 zugrunde gelegt. Es treten hier schiefwinklige Reaktanzen in den Phasen auf, und die Phasenspannungen bzw. natürlich auch die verketteten Spannungen am Anfange der Linie sind ungleich.

Fernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität. Das äquivalente Schema für einen derartigen Stromkreis ist in Fig. 78 dargestellt. Derselbe sei ebenfalls induktiv belastet. Für die Berücksichtigung der Kapazität, die wie die Selbstinduktion und der Ohmsche Widerstand gleichmäßig über die ganze Länge der Leitung verteilt ist, genügt es indessen, anzunehmen, daß sich je ein Kondensator am Ende und am Anfange der Linie befinden, die je die Hälfte der Kapazität der Leitung besitzen.

Die Fig. 79 zeigt nun das Diagramm einer solchen Fernleitung, dessen Aufbau sich von den bisher behandelten Diagrammen in folgendem unterscheidet.

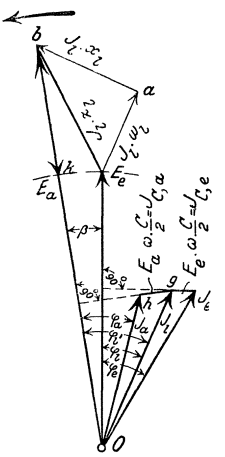


Fig. 79. Strom- und Spannungsdiagramm für Fig. 78.

Der Kapazitätsstrom $J_{C,e} = E_e \cdot \omega \cdot \frac{C}{2}$ für den Kondensator am Ende der Linie ist ein wattloser

Strom und steht infolgedessen senkrecht auf dem Spannungsvektor E_e. Der Linienstrom J_l wird durch geometrische Addition von J_e und J_C erhalten. Mit diesem Linienstrome sind nun die Werte für den Ohmschen- und den induktiven Spannungsverlust zu errechnen und in bezug auf J_l an den Spannungsvektor E_e anzutragen. Die Linie $\overline{O\,b}$ ist dann nach Größe und Richtung gleich der Anfangsspannung E_a. Da aber noch ein Kondensator am Anfange der Linie als vorhanden gedacht ist, ergibt sich die Stromstärke J_a erst aus der geometrischen Addition von J_l mit $J_{C,a} = E_a \cdot \omega \cdot \frac{C}{2}$, wobei $J_{C,a}$ mit E_a einen Winkel von 90° bildet.

Aus Fig. 79 folgt:

der Linienstrom:

$$J_l = \sqrt{(J_e \cdot \cos\varphi_e)^2 + \left(J_e \cdot \sin\varphi_e - E_e \cdot \omega \cdot \frac{C}{2}\right)^2}, \tag{130}$$

der Leistungsfaktor:

$$\cos\varphi_l = \frac{J_e \cdot \cos\varphi_e}{J_l}, \tag{131}$$

die Anfangsspannung:

$$\left.\begin{aligned} E_a &= \sqrt{(E_e \cdot \cos\varphi_l + J_l \cdot w_l)^2 + (E_e \cdot \sin\varphi_l + J_l \cdot x_l)^2} \\ \cos\varphi_{l'} &= \frac{E_e \cdot \cos\varphi_l + J_l \cdot w_l}{E_a} \end{aligned}\right\} \tag{132}$$

der Anfangsstrom:

$$J_a = \sqrt{(J_l \cdot \cos\varphi_{l'})^2 + \left(J_l \cdot \sin\varphi_{l'} - E_a \cdot \omega \cdot \frac{C}{2}\right)^2}, \tag{133}$$

Anfangs-Leistungsfaktor:

$$\cos\varphi_a = \frac{J_l \cdot \cos\varphi_{l'}}{J_a}. \tag{134}$$

Wie aus Fig. 79 weiter zu ersehen ist, steigt der Strom nach dem Ende der Leitung zu an, was auf die Wirkung der Kapazität zurückzuführen ist. Selbstverständlich aber kommt das nicht etwa in der Watt-, sondern nur in der wattlosen Leistung zum Ausdruck und zwar insofern, als der Leistungsfaktor im Kraftwerke günstiger, d. h. größer, die Maschine also besser ausgenutzt wird. Die Wirkung der Kapazität ist in diesem Falle gleichbedeutend mit dem Einschalten eines übererregten Synchronmotors od. dgl., wie das im I. Bd. ausführlich besprochen worden ist.

Wie sich nun ein solcher Stromkreis hinsichtlich der Spannungsregelung bei Änderung der Belastung, der Stromstärke und des Leistungsfaktors verhält, ist aus den Diagrammen Fig. 80 bis 83 zu ersehen.

Zu Fall a) (Fig. 80):

L_e veränderlich,
$\cos\varphi_e$ veränderlich,
J_e konstant.

Die Spannungsregelung macht keine besonderen Schwierigkeiten. Das zu Fig. 73 Gesagte gilt zusammen mit den obigen Hinweisen sinngemäß. Die Werte für $J_{C,e}$ und $J_{C,a}$ bleiben fast unverändert bei allen Belastungen, denn sowohl E_e als auch E_a werden angenähert auf gleicher Höhe gehalten.

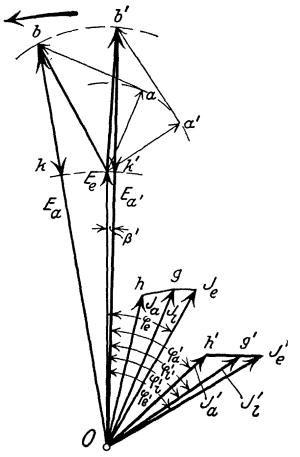


Fig. 80. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 78. L_e veränderlich, $\cos\varphi_e$ veränderlich, J_e konstant.

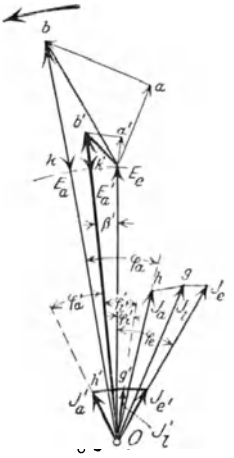


Fig. 81. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 78. L_e veränderlich, $\cos\varphi_e$ in geringem Maße veränderlich, J_e veränderlich.

Zu Fall b):

L_e veränderlich,
$\cos\varphi_e$ in geringem Maße veränderlich,
J_e veränderlich.

Hier kann es vorkommen, daß bei geringer Belastung der primäre Leistungsfaktor $\cos\varphi_a = 1$ oder größer als 1, also negativ wird. Letzteres bedeutet, daß der Strom nunmehr der Spannung vorauseilt, also die Kapazität ganz bedeutend in die Erscheinung tritt. Dieses zeigt sich deutlich in Fig. 81, wenn die Belastung auf den dritten Teil zurückgeht, und ist häufig auch in der Praxis anzutreffen, wenn z. B. ausgedehnte Hochspannungsnetze große Kapazität aufweisen und nur gering belastet sind.

Die Strecke $\overline{g'h'} = J_{C,a}$ wird mit abnehmender Belastung kleiner, wenn im Kraftwerke die Spannung so geregelt wird, daß E_e stets konstant bleibt. Ist das nicht der Fall, wird also E_a konstant gehalten, was aber nicht als günstig anzusehen ist, so steigt bei Entlastung die Spannung E_e und die Strecke $\overline{J'_e g'} = J_{C,e}$ wird größer.

Tritt die Kapazität merkbar in die Erscheinung, so kann es vorkommen, daß umgekehrt wie auf S. 92 angegeben, nunmehr die Antriebsmaschinen, die unter Zugrundelegung eines bestimmten primären Leistungsfaktors gewählt worden waren, zu klein sind, also die anzutreibenden Generatoren nicht voll ausgenutzt werden. Es sei daher darauf hingewiesen, daß man sich natürlich besonders bei großen Kraftübertragungsanlagen schon bei der Projektbearbeitung über diese Verhältnisse Gewißheit verschafft, weil man dann in der Größenbestimmung der Maschinen und Transformatoren auf den späteren Betrieb gebührend Rücksicht nehmen kann.

Zu Fall c):

L_e veränderlich,
$\cos\varphi_e$ konstant,
J_e veränderlich.

Zu dem Diagramm Fig. 82, das diesen Verhältnissen entspricht, ist nichts weiter Besonderes zu sagen.

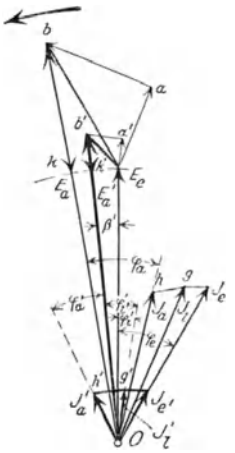


Fig. 82. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 78. L_e veränderlich, $\cos\varphi_e$ konstant, J_e veränderlich.

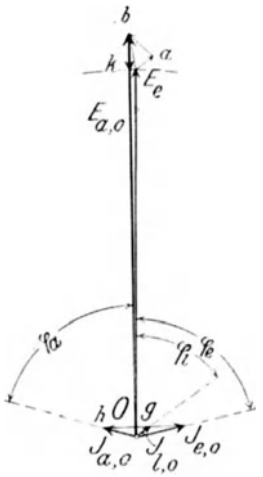


Fig. 83. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 78. Leerlauf der Linie.

Zu Fall d): Leerlauf der Linie.

Hier zeigt sich ein bedeutender Unterschied gegenüber einem Stromkreise, der nur Ohmschen Widerstand und Selbstinduktion aufweist. Während im letzteren Falle keine nennenswerte Leistung vom Kraftwerke geliefert werden braucht, ist das, wie Fig. 83 zeigt, nicht mehr zutreffend, denn nun muß ein wattloser Strom zum Laden der Linie erzeugt werden. Selbstverständlich ist dabei, daß die Spannung E_a geregelt wird. Die Kapazität macht sich bei der leerlaufenden Linie besonders dann bemerkbar, wenn die Fernleitung abgeschaltet wird, denn nun ist eine oft weit unterschätzte wattlose Leistung zu unter-

brechen, die im Augenblicke des Abschaltens frei wird. Näheres wird im III. Abschnitte behandelt werden.

Dreiphasenstrom. Alles für die Einphasenlinie Gesagte gilt wiederum auch für Drehstrom, wenn für E die Phasenspannung und für J der Leitungsstrom gesetzt werden. Von der Wiedergabe vollständiger Diagramme ähnlich den Fig. 76 und 77 kann abgesehen werden, da sie der projektierende Ingenieur ohne Schwierigkeit selbst wird entwerfen können, und sie an sich keine Besonderheiten aufweisen. Man könnte wohl ähnlich der Selbst- und gegenseitigen Induktion auch die Kapazität bzw. den Kapazitätsstrom in seine Komponenten zerlegen, indessen gewinnt man für die graphische Darstellung dadurch nicht viel, da die Kapazitätswerte bei Freileitungen nur dann eine beachtenswerte Rolle spielen, wenn es sich um sehr hohe Spannungen handelt.

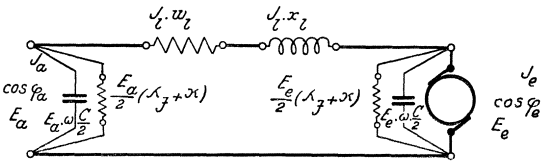


Fig. 84. Einphasen-Wechselstromfernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität, Ableitung und Korona.

Fernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität und Wattverlusten durch Ableitung und Korona. Bei dieser Form des Stromkreises sollen nun also schließlich die sämtlichen charakteristischen Daten der Wechselstromfernleitung in die Erscheinung treten. Das entsprechende Schaltbild ist in Fig. 84 gezeichnet. Die Ableitungs- und Koronaverluste sollen wie die Kapazität je zur Hälfte am Ende und am Anfange der Linie vorhanden gedacht sein.

Ein solcher Stromkreis liegt vor, wenn es sich um Kraftübertragungen auf sehr weite Strecken handelt, und Spannung von etwa 80 000 Volt und mehr gewählt werden müssen. In solchen Fällen ist es ganz besonders notwendig, daß man sich über alles, was die Fernleitung betrifft, schon bei der Projektbearbeitung möglichst genau Rechenschaft gibt, sonst können Fehler bei der Auswahl der Maschinen und Transformatoren und insbesondere auch hinsichtlich Spannungsregelung vorkommen, die sich später im Betriebe sehr unangenehm bemerkbar machen werden. Gleich wichtig ist ferner auch die vorherige Ermittelung der Verluste, insbesondere natürlich der Wattverluste, da diese die Wirtschaftlichkeit des Betriebes außerordentlich beeinträchtigen können, also auf die Festsetzung der Strompreise von Einfluß sind.

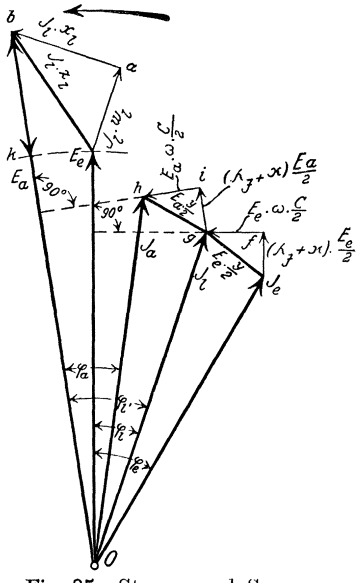


Fig. 85. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 84.

Das Diagramm eines solchen Stromkreises zeigt die Fig. 85. Der Leitungsstrom J_l ergibt sich hier durch geometrische Addition des Belastungsstromes J_e und der Ströme für die Ableitung, Korona und die Kapazität. Die Verluströme für Ableitung und Korona:

$$J_V = (\lambda_{\Im} + \varkappa)\frac{E_e}{2} = \overline{J_e \cdot f}$$

sind reine Wattströme und infolgedessen in Phase mit der Spannung E_e. Senkrecht hierzu ist der Kapazitätsstrom $J_{C,e} = \overline{fg}$ anzutragen. In der gleichen Weise wird auch die Anfangsstromstärke J_a gefunden, wobei J_V und $J_{C,a}$ auf die Spannung E_a zu beziehen sind.

Aus der Fig. 85 ergibt sich:

der Linienstrom:

$$J_l = \sqrt{\left(J_e \cdot \cos\varphi_e + (\lambda_{\Im} + \varkappa) \cdot \frac{E_e}{2}\right)^2 + \left(J_e \cdot \sin\varphi_e - E_e \cdot \omega \cdot \frac{C}{2}\right)^2}, \quad (135)$$

der Leistungsfaktor:

$$\cos\varphi_l = \frac{J_e \cdot \cos\varphi_e + (\lambda_{\Im} + \varkappa) \cdot \frac{E_e}{2}}{J_l}, \quad (136)$$

die Anfangsspannung:

$$\left.\begin{aligned} E_a &= \sqrt{(E_e \cdot \cos\varphi_l + J_l \cdot w_l)^2 + (E_e \cdot \sin\varphi_e + J_l \cdot x_l)^2}, \\ \cos\varphi_{l'} &= \frac{E_e \cdot \cos\varphi_l + J_l \cdot w_l}{E_a}, \end{aligned}\right\} \quad (137)$$

der Anfangsstrom:

$$J_a = \sqrt{\left(J_l \cdot \cos\varphi_{l'} + (\lambda_{\Im} + \varkappa) \cdot \frac{E_a}{2}\right)^2 + \left(J_l \cdot \sin\varphi_{l'} - E_a \cdot \omega \cdot \frac{C}{2}\right)^2}, \quad (138)$$

der primäre Leistungsfaktor:

$$\cos\varphi_a = \frac{J_l \cdot \cos\varphi_{l'} + (\lambda_{\Im} + \varkappa) \cdot \frac{E_a}{2}}{J_a} \quad (139)$$

Die Fig. 85 läßt weiter erkennen, daß der vom Kraftwerke zu liefernde Strom bei einer bestimmten Belastung naturgemäß um den Verluststrom durch Ableitung und Korona größer sein muß, aber nicht unmittelbar proportional, sondern in etwas geringerem Maße, weil die Kapazität hier wiederum abschwächend wirkt, indem der Leistungsfaktor nach dem Anfange der Linie zu verbessert wird.

Über die Spannungsverhältnisse bei wechselnder Belastung nach den drei Betriebsfällen können weitere Erörterungen unterbleiben, da die Beurteilung derselben keine Schwierigkeiten mehr machen wird. Besonders betont sei nur, daß gleich den Werten für die Kapazität auch diejenigen für die Ableitung und die Korona nur abhängig sind von der

Spannung, also fast in allen Diagrammen gleiche oder nur wenig abweichende Größe aufweisen werden, je nachdem die Spannungsregelung auf konstante End- oder konstante Anfangsspannung erfolgt. Nur der Fall d) allerdings soll noch etwas näher besprochen werden.

Fall d): Leerlauf der Linie.

In Fig. 86 ist für diesen Betriebszustand das Diagramm gezeichnet. Aus demselben ist zu ersehen, daß die Anfangsspannung $E_{a,o}$ kleiner wird als die Endspannung $E_{e,o}$, d. h. daß die Spannung nach dem Ende der Linie zu ansteigt. Es ist hierauf bei der Auswahl der Transformatoren und Schaltapparate ganz besonders zu achten, da unter Umständen eine Spannungserhöhung bis zu 10% und mehr auftreten kann.

Ferner eilt auch hier bei Leerlauf der Strom der Spannung voraus.

Um nun das über die Berechnung von Hochspannungsfernleitungen Gesagte noch an Hand praktischer Zahlen weiter zu erläutern, soll nunmehr ein Beispiel ausführlich durchgerechnet werden.

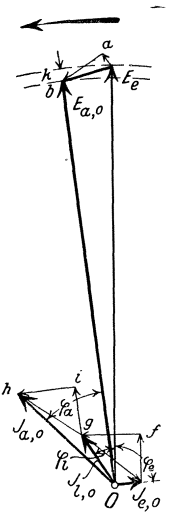


Fig. 86. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 84. Leerlauf der Linie.

27. Beispiel. Es sollen auf eine Strecke von 4,3 km dauernd 11 520 KW übertragen werden und zwar mit Einphasenstrom von $16^2/_3$ Perioden/sek. Als Leitermaterial ist Aluminium zu verwenden und zwar je zwei Leiter gleichen Querschnittes für Hin- und Rückleitung, wobei jeder Stromkreis die gesamte Energie zu übertragen imstande sein muß. Die Stromentnahme findet nur am Ende der Linie statt.

Dieses Beispiel erscheint etwas ungewöhnlich, indessen entspricht dasselbe einer zur Ausführung gekommenen Anlage. Die Verhältnisse sind bei den oberirdisch verlegten Reservespeiseleitungen der elektrischen Vollbahnstrecke Dessau—Bitterfeld vorhanden (siehe auch S. 261). Es wurde gewählt mit Rücksicht auf die geringe Entfernung, die hohe Spannung, die große Leistung und die Frequenz.

Gegeben sind also:

$E_e = 60\,000$ Volt,
$L_e = 11\,520$ KW,
$\cos\varphi_e = 0{,}8$,
scheinbare Leistung: 14 400 KVA,
$q_A = 100$ mm^2,
$c = 16{,}67$ Per./sek,
$l = 4300$ m,
Leitermaterial: Aluminiumseil,
Stromart: Einphasenstrom.

Angenommen wird:

die Verlegung der Leitungen ähnlich Fig. 39 auf den Ecken eines Quadrates mit $a = 160$ cm;

Abstand der untersten Leitung von der Erde 700 cm.

Ferner ist noch zu erwähnen, daß als Stromverbraucher Einphasen-Kollektormotoren in Frage kommen, die mit sehr guten $\cos\varphi$ arbeiten. Mit abnehmender Belastung soll daher der Leistungsfaktor $\cos\varphi_e$ konstant bleiben (Fall c, S. 93).

Es ergibt sich somit für einen Stromkreis, da der zweite nicht gleichzeitig im Betriebe ist, sondern nur volle Reserve bilden soll:

der Belastungsstrom:

$$J_e = \frac{L_e \cdot 1000}{E_e \cdot \cos\varphi_e} = \frac{11\,520 \cdot 1000}{60\,000 \cdot 0{,}8} \cong 240 \text{ Amp.};$$

der Leistungsverlust:

$$p = \frac{L_e \cdot 2 \cdot l \cdot 10^5}{E_e^2 \cdot \cos^2\varphi_e \cdot \lambda_A \cdot q_A} = \frac{11\,520 \cdot 2 \cdot 4300 \cdot 10^5}{60\,000^2 \cdot 0{,}8^2 \cdot 34{,}5 \cdot 100} = 1{,}25\%.$$

Daß dieser Leistungsverlust so gering ist, liegt zum Teil an der hohen Spannung trotz der verhältnismäßig geringen Entfernung, ist aber andererseits darin begründet, daß die Leistungsentnahme ständig Tag und Nacht erfolgt, und fortgesetzt um das Maximum schwankt, und ferner weil als Antriebsmaschinen Dampfturbinen gewählt werden mußten, also der Strom aus Kohle zu erzeugen ist.

Bevor zur Berechnung des Spannungsabfalles übergegangen werden kann, muß zunächst festgestellt werden, ob der Einfluß der Kapazität und Verluste durch Ableitung zu berücksichtigen sind, um daraus den Linienstrom J_l zu finden. Koronaverluste und Skineffekt können vernachlässigt werden.

Die Kapazität ist nach Gl. (113):

$$C_g = \frac{0{,}0483 \cdot l}{4\left(\log\frac{2h}{r} \cdot \frac{a}{D}\right)} = \frac{0{,}0483 \cdot 4{,}3}{4\left(\log\frac{2 \cdot 700}{0{,}65} \cdot \frac{160}{\sqrt{1400^2 + 160^2}}\right)} = 0{,}0217 \text{ Mf},$$

und somit der Ladestrom am Ende der Linie:

$$J_{C,e} = 2\pi \cdot c \cdot E_e \cdot \frac{C}{2} 10^{-6} = 2\pi \cdot 16{,}67 \cdot 60\,000 \cdot \frac{0{,}0217}{2} \cdot 10^{-6} = 0{,}068 \text{ Amp.}$$

Dieser Strom ist so gering, daß er unberücksichtigt bleiben kann. Desgleichen wird das zulässig sein für den Strom am Anfang der Linie $J_{C,a}$, der annähernd ebenfalls 0,068 Amp. beträgt.

Die Ableitung oder mit anderen Worten der Isolationszustand der Freileitung und damit der Isolationswiderstand muß bei dieser Anlage den erreichbar günstigsten Wert aufweisen und durch ständige Beaufsichtigung auch dauernd gewährleistet sein, weil das als unbedingte Notwendigkeit aus dem Charakter der Anlage entspringt.

Bei der tatsächlich zur Ausführung gekommenen Freileitung, die als zweite Reserve zu den beiden Kabelstrecken verlegt worden ist, sind Hängeisolatoren zur Verwendung gekommen. Rechnet man nun, daß jeder Stromkreis etwa 2 Megohm Isolationswiderstand pro km besitzt, so wäre also:

$$\lambda_3 = 0{,}5 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km},$$

und ferner der Ableitungsstrom am Ende der Linie:

$$J_{\text{Abl}} = l \cdot \frac{E_e}{2} \cdot \lambda_3 = 4{,}3 \cdot \frac{60\,000}{2} \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-6} = 0{,}065 \text{ Amp.},$$

also ebenfalls unbedenklich zu vernachlässigen.

Da schließlich auch der Koronaverlust unberücksichtigt bleiben kann, so ist für die Ermittelung des Ohmschen- und des induktiven Spannungsverlustes mit $J_l = J_e$ zu rechnen. Es ergibt sich:

der Ohmsche Spannungsverlust:

$$J_l \cdot w_l = J_e \cdot w_l = \frac{240 \cdot 2 \cdot 4300}{34{,}5 \cdot 100} \cong 600 \text{ Volt},$$

der induktive Spannungsverlust:

$$J_l \cdot x_l = J_e \cdot x_l \,,$$

$$= J_e \cdot 2\pi \cdot c \cdot \frac{2 \cdot l}{10^4} \left(4{,}6 \log \frac{a}{r} + 0{,}5\right)$$

$$= 240 \cdot 2\pi \cdot 16{,}67 \cdot \frac{2 \cdot 4{,}3}{10^4} \left(4{,}6 \log \frac{160}{0{,}65} + 0{,}5\right) = 250 \text{ Volt.}$$

da nur stets ein Stromkreis im Betriebe ist.

Der Skineffekt bleibt außer Betracht.

Hiermit sind alle charakteristischen Daten der Fernleitung festgestellt, und mit Benutzung des Diagramms Fig. 72 bzw. der Gl. (125) bis (127) beträgt nunmehr:

die Anfangsspannung:

$$E_a = \sqrt{(E_e \cdot \cos\varphi_e + J_e \cdot w_l)^2 + (E_e \cdot \sin\varphi_e + J_e \cdot x_l)^2}$$

$$= \sqrt{(60\,000 \cdot 0{,}8 + 600)^2 + (60\,000 \cdot 0{,}6 + 250)^2} = 60\,500 \text{ Volt,}$$

der Anfangs-Leistungsfaktor:

$$\cos\varphi_a = \frac{E_e \cdot \cos\varphi_e + J_e \cdot w_l}{E_a} = \frac{60\,000 \cdot 0{,}8 + 600}{60\,500} = 0{,}805 \,,$$

die Anfangsleistung:

$$L_a = \frac{E_a \cdot J_e \cdot \cos\varphi_a}{1000} = \frac{60\,500 \cdot 240 \cdot 0{,}805}{1000} = 11\,700 \text{ KW.}$$

Hinsichtlich der Spannungsänderung liegt, wie bereits auf S. 105 angedeutet, der Fall c vor, bei welchem E_e und J_e veränderlich und $\cos\varphi_e$ = konst. ist.

B. Der mechanische Bau der Fernleitungen.[1])

7. Allgemeines über die Wahl der Ausführung als Freileitung oder Kabel.

Hinsichtlich der mechanischen Ausführung einer Fernleitung sind zunächst zwei grundsätzlich verschiedene Arten zu unterscheiden und zwar:

a) die Verlegung der Leitung auf Masten oder Gestängen, die kurz mit dem Namen „Freileitung" bezeichnet wird, und

b) die Verlegung der Leitung als Kabel im Erdboden.

Wann diese oder jene Form zu wählen ist, läßt sich in feste Regeln nicht kleiden. Es richtet sich das vielmehr nach der Größe der zu übertragenden Energiemengen, der Höhe der Spannung, der Übertragungsentfernung und der Beschaffenheit der Gegend, durch die die Leitung zu führen ist. Ferner sind zu berücksichtigen die Betriebssicherheit der gesamten Anlage unter der Voraussetzung leichter und bequemer Aufsicht, Untersuchung und Beseitigung von Störungen. Auch die durch

[1]) Dieser Abschnitt ist eine Erweiterung des Aufsatzes des Verfassers: Der mechanische Bau von Hochspannungsfernleitungen, EKB. 1908 und 1909.

die Art der Leitungsausführung an sich bedingten elektrischen Verhältnisse wie Isolationszustand, Überspannungsgefahr u. dgl. müssen in Rücksicht gezogen werden. Schließlich, und das ist für die wirtschaftliche Seite der Frage in der Regel von ausschlaggebender Bedeutung, spielen die Material-, Anlage- und Unterhaltungskosten die größte Rolle. Hierbei sei auch noch auf das auf S. 257 über die Verwendung von Kabeln für Hochspannung Gesagte besonders hingewiesen.

Für Anlagen kleiner Leistung und geringer Übertragungsentfernung bzw. Ausdehnung liegt kein Grund vor, die Spannung hoch zu wählen, und demzufolge wird die Entscheidung über die Form der Leitungsanlage als Freileitung oder Kabel häufig — aber naturgemäß nur bei Anlagen besonderen Charakters — weniger nach den Kosten als nach einer guten Betriebssicherheit zu treffen sein. Für derartige Verhältnisse besitzt die Freileitung zunächst den Nachteil, daß an ihr leichter Störungen auftreten können als bei Kabeln und zwar verursacht durch ungünstige Witterungsverhältnisse, wie Sturm, Schnee, Rauhreif, Blitzschläge und dadurch hervorgerufene Mast-, Leitungs- oder Isolatorbrüche, oder aber durch absichtliche, bösartige Verletzungen (Zerstörung von Isolatoren durch Steinwürfe und Schüsse, Herabreißen der Leitung u. dgl.). Wenn es sich z. B. um den Anschluß von entfernter liegenden Abteufanlagen, Pumpwerken und ähnlichen Betrieben und Bahnanlagen handelt, ist es unter Umständen empfehlenswerter, Kabel für die Hauptzuführungs- bzw. Speiseleitungen zu verwenden, weil Betriebsstörungen infolge von Beschädigungen der Streckenanlagen, die selbst bei sorgfältigster Ausführung der Freileitung mehr wahrscheinlich sind, als bei richtig bemessenen und verlegten Kabeln, oftmals große Gefahren im Gefolge haben können, bis die Beseitigung der Störung möglich ist. Zu diesem Nachteile gesellt sich unter Umständen noch die manchmal recht kostspielige Unterhaltung und Beaufsichtigung der Freileitung, die sich z. B. auf die Auswechselung der durch Fäulnis zerstörten Holzmasten, oder der durch Flintenschüsse, Steinwürfe, Blitzschläge u. dgl. zertrümmerten Isolatoren zu erstrecken hat. Soll das alles auf ein geringstes Maß beschränkt werden, dann muß die Freileitungsanlage durch das Verlegen von Reserveleitungen, die Aufstellung eiserner Masten und die Wahl größerer Isolatoren künstlich gegen Betriebsunfälle gesichert werden. Dadurch werden aber die Anlagekosten zumeist so bedeutend steigen, daß der Preisunterschied zwischen Freileitung und Kabel nicht mehr ins Gewicht fällt, und infolgedessen letztere Ausführungsform zu wählen ist.

In solchen Gegenden dagegen, in welchen mit Überschwemmungen gerechnet werden muß, nasse Wiesen zu durchqueren sind u. dgl., ist das Verlegen von Kabeln nicht ratsam, weil das Aufsuchen von Kabelfehlern zumeist sehr mühsam ist und infolgedessen die Behebung von Betriebsstörungen viel Zeit erfordert, wenn nicht wiederum von vornherein Reservekabel verlegt worden sind. Bei Freileitung kann ein Draht- oder Mastbruch naturgemäß wesentlich leichter entdeckt und ausgebessert werden.

Handelt es sich dagegen um große zu übertragende Energiemengen, große Entfernungen und infolgedessen hohe Spannungen, so setzt schon zunächst die Spannung selbst der Anwendung von Kabeln durch die Unausführbarkeit der Isolation bzw. infolge des durch diese bedingten großen Außendurchmessers bald eine Grenze. Kabel für Spannungen bis 60 000 Volt im Maximum sind wohl noch zuverlässig betriebssicher ausführbar (siehe 15. Kap.), doch über diese Grenze hinaus nimmt die Isolationsstärke und damit die Unhandlichkeit von Mehrleiterkabeln bei den heute bekannten Isolationsmaterialien derart zu, daß eine Verwendung derselben z. Z. noch unratsam und unpraktisch ist. Hierzu kommen weiter die elektrischen Erscheinungen (Ladestrom, Kapazität, Spannungsverhältnisse bei Belastungsänderung), auf die ebenfalls im 15. Kapitel näher eingegangen werden wird. Wenn ferner Kabel bis zu der genannten Spannungsgrenze mit Rücksicht auf die Betriebssicherheit auch verwendbar erscheinen und die Kosten für Beaufsichtigung und Instandhaltung zumeist geringer ausfallen als bei Freileitungen, so sind die Ausgaben für die Kabel und diejenigen für die Montage, also die Verlegung, wesentlich höher als bei Freileitung. Letztere treten besonders dann mit in den Vordergrund, wenn das Gelände ungünstig ist, wenn es sich also um Gebirge oder steinigen Boden handelt und Sümpfe, Seen, Schluchten u. dgl. zu durchqueren sind. Unter solchen Umständen ist die Verlegung von Kabeln oftmals unmöglich, weil die Herstellung der Kabelkanäle, der Transport und das Verlegen der Kabel und, wie oben bereits erwähnt, schließlich auch das Aufsuchen und schnelle Beseitigen von Fehlern zu schwierig und zu zeitraubend ist. Bei derartigen Verhältnissen kommen in der Regel nur Freileitungen in Betracht.

Diese kurzen Bemerkungen, die in den nachfolgenden Kapiteln noch nach vielen Richtungen Erweiterungen erfahren, werden dem entwerfenden Ingenieur schon die Möglichkeit geben, die Frage hinsichtlich der Form der Leitungsausführung auf Grund der Prüfung der Kosten einerseits und der Betriebssicherheit bzw. Beseitigung von Störungen andererseits zu entscheiden. Für den Vergleich dieser oder jener Form der Leitungsausführung sind daher neben den Ausgaben für das Material auch die Montagekosten, d. h. die Ausgaben für die Herstellung der Kabelkanäle bzw. das Aufstellen der Masten, den Transport bis zur Verwendungsstelle und das Ausrollen der Kabel bzw. der blanken Leitungen zu berücksichtigen. Nicht zu vergessen ist schließlich auch die Montagedauer und die Jahreszeit für die Ausführung der Arbeiten z. B. beim Über- oder Durchqueren von schiffbaren Kanälen, Wasserflächen, Überschreiten von Gebirgskämmen u. dgl.

Es ist nun weiter selbstverständlich, daß der Leitungsanlage, dem Bindegliede zwischen Kraftwerk und Abnahmegebieten, insbesondere wenn es sich um größere Entfernungen und hohe Spannungen handelt, sowohl bei der Projektbearbeitung als auch bei dem Bau zum mindesten gleichviel, wenn nicht noch mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden muß, als den Einrichtungen der Maschinen- und Transformatoren-

stationen. In letzteren wird durch vorhandene Reservemaschinen oder mit bereitliegendem Reservematerial eine Störung bald zu beheben sein und vor allen Dingen eine vollständige Stromunterbrechung zumeist vermieden werden können, während das naturgemäß bei den Leitungsanlagen nicht in dem gleichen Umfange und mit der gleichen Schnelligkeit zu erreichen ist. Man denke dabei nur an einen Mast-, Leitungs- oder Isolatorbruch bei der Freileitung, oder an einen Kabeldurchschlag der Kabelanlage. Allerdings kann man auch für die Leitungsanlage die Möglichkeit einer Störung bedeutend herabsetzen und die Dauer derselben durch sorgfältige und gesteigerte Beaufsichtigung (Wächterhäuser mit Reserveisolatoren, mit Isolationsteilen, Kabelmeßhäuschen usw. auf der Strecke) verringern. Das hat aber immer zur Voraussetzung, daß die Leitungsanlage nicht nur elektrisch gut, sondern auch mechanisch unter richtiger Bewertung des Charakters und der Beschaffenheit des Geländes (Gebirgsgegenden, Überbrückung von Schluchten, Wasser- und Sumpfflächen, Nähe der Meeresküste, Überschwemmungsgebiete) so gewählt wird, daß ein dauernd gesicherter und vor allen Dingen auch wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet ist. Ersparnisse in der Leitungsanlage zu machen, ist durchaus zu verwerfen. Schon eine einzige Unterbrechung in der Stromlieferung, verursacht durch eine Störung auf der Strecke, kann infolge hoher Konventionalstrafen, Übergang der Abnehmer zu benachbarten Konkurrenzgesellschaften, bei chemischen Fabriken durch Unterbrechung sehr wertvoller Fabrikationsprozesse usw., Ausfälle in den Einnahmen hervorrufen, die in keinem Verhältnisse zu den erstmaligen Bauersparnissen stehen.

Neben dem mechanisch zuverlässigen Bau der Leitungsanlage ist aber besonders bei Hauptstrecken auch darauf Rücksicht zu nehmen, daß eine vollständige Unterbrechung in der Stromlieferung nach bestimmten Speise- oder Verteilungspunkten bei Störungen auf einem Teile der Strecke verhindert wird. Das wird dadurch erreicht, daß entweder ein Reservekabel oder eine besondere Reservefreileitung eingeschaltet werden kann, oder die Leitungen werden zu einem Ringe geschlossen (S. 21). Beide Ausführungen haben ihre Vorzüge und Nachteile, die auf S. 214 noch besonders besprochen werden.

8. Das Material für Freileitungen.

a) Das Material im allgemeinen. Für den Bau einer Freileitung kommen eine ganze Reihe von Einzelteilen in Betracht und zwar zunächst das Material für die Leitung selbst, dann dasjenige für ihre Verlegung auf hölzernen oder eisernen Masten, ferner die Isolatoren und ihre Befestigung, die Leitungsverbindungen u. dgl. Es sollen nun im Nachfolgenden diese einzelnen Teile der Reihe nach ausführlich behandelt werden.

Als Material benutzt man Kupfer, Bronze, Aluminium und für besondere Fälle vereinzelt auch Stahl und zwar nach den elektrisch not-

wendigen Querschnitten in Form von rundem Draht oder Seil. Seit einigen Jahren wird in Amerika und neuerdings auch in Deutschland noch ein neues Material auf den Markt gebracht das sog. Monnot-Metall, bei uns bekannt unter dem Namen Kupferpanzerstahl.

Für die Auswahl des Materials ganz allgemein sind zur Beurteilung der wirtschaftlichen Fragen wie z. B. des Preises für das Material, die Masten, die Montage usw. sowohl die elektrischen als auch die mechanischen Eigenschaften maßgebend, und zwar für erstere in der Hauptsache der spezifische Widerstand bzw. die Leitfähigkeit, für die mechanischen das Gewicht, die Festigkeit (Bruchfestigkeit), der Wärmeausdehnungs-Koeffizient, die Elastizität und das Verhalten gegenüber der Beschaffenheit der umgebenden Luft.

In Tab. IV sind die Materialkonstanten der fünf genannten Arten von Leitungsmaterialien zusammengestellt. Eine kritische Beurteilung und ein gegenseitiger Vergleich dieser Daten wird bei den nun folgenden Erörterungen über jedes einzelne Material angestellt werden, so daß hier allgemeine Erklärungen unterbleiben können.

Wie ferner oben bereits angedeutet, kommt der Leiter entweder in Form eines massiven runden Drahtes oder als Seil zur Verlegung. Bei massiven Drähten geht man in der Regel nicht über 10 bis 16 mm^2 Querschnitt, weil sie darüber hinaus zu unhandlich werden, keine durchweg saubere Montage gestatten (Knicke), und vor allen Dingen vollkommen gleichmäßige Beschaffenheit des Materials über den ganzen Querschnitt nicht mit der notwendigen Sicherheit gewährleistet werden kann. So ist es z. B. bei hartgezogenem Kupfer nicht immer zu erreichen, daß die Härte den Draht vollständig durchdringt; bei Aluminium sind massive Drähte als Einzelleiter durchaus zu verwerfen. Dagegen sind die aus mehreren Drähten hergestellten verseilten Leiter (Seile) ohne Unterschied des Materials bis zu den größten vorkommenden Querschnitten völlig betriebssicher ausführbar. Praktische Versuche haben ergeben, daß man aber den Durchmesser der einzelnen Drähte eines Seiles nicht über etwa 4 mm wählen soll. Die Zahl der Einzeldrähte schwankt je nach dem Querschnitte des Gesamtleiters. Der V. D. E. hat neuerdings Regeln über Drahtzahl und Schlaglänge aufgestellt. Die Seile haben ferner die Vorteile, daß ihre Oberfläche bei gleichen Querschnitten größer wird als bei massiven Drähten, daß sich dadurch die Strombelastungsverhältnisse günstiger gestalten, und zwar weil für die Abführung der erzeugten Wärme eine größere Abkühlungsoberfläche zur Verfügung steht, und daß beim Bruch eines einzelnen Drahtes z. B. infolge eines Material- oder Montagefehlers (Verletzung beim Spannen) die Bruchsicherheit der betreffenden Leitung nur unbedeutend verringert wird.

b) Kupfer. Da dasselbe bisher die größte Verbreitung gefunden hat und auch heute noch vorwiegend benutzt wird, so soll im Nachfolgenden einer bequemeren Beurteilung wegen nicht das Kupfer mit den anderen Materialien verglichen werden, sondern es werden umgekehrt die anderen Materialien in Gegenüberstellung mit dem Kupfer gebracht.

Tabelle IV.

Materialkonstanten für Freileitungsmaterialien.

	Bezeichnung		Formelzeichen	Kupfer		Bronze					Aluminium		Stahl [2]	Kupferpanzerstahldraht	
				weich	hart	I	II	III	IV	V	hartgezogen, rein [1]	Spreealuminium		A	B
1	Spez. Widerstand bei +15° C in Ohm, mm²/m		ϱ	0,0172	0,0175	0,0177	0,0198	0,0283	0,0423	0,0563	0,029	0,035	0,23	0,058	0,0436
2	Spez. Leitfähigkeit bei +15° C m/mm²		$\lambda=\frac{1}{\varrho}$	58	57	56,4	50,5	35,4	23,6	17,7	34,5	29	4,35	17,2	22,9
3	Spez. Gewicht in kg/dm³		γ	8,8	8,9	8,91÷8,8					2,75	2,8	7,8	8,25	8,35
4	Elastizitätsmodul in kg/mm² [3]		E	10 000	13 300	12 000					6500 bis 7200	7000	20 000	20 000	
5	Koeffizient der elastischen Dehnung		$\beta=\frac{1}{E}$	0,0001	0,000077	0,0000835					0,000154 bis 0,000139	0,000143	0,00005	0,00005	
6	Koeffizient der linearen Wärmeausdehnung bezogen auf 1° C		α	0,0000164	0,000017	0,0000176					0,000023	0,000022	0,000012	0,000012	
7	Bruchfestigkeit in kg/mm² bei einem Drahtdurchmesser von mm [4]	1	K_z	26	47	46	50	65 bis 60	70 bis 65	80 bis 75	22	35	120	71	67
		2		25,6	—						20	30		73	69
		3		—	45						20	25		68	65
		4		—	—						19	—		62	59
		5		—	—						18	—		61	58
		6		23,1	—						18	—		—	—
		8		—	40						—	—		47	45
		10		22,4	—						—	—		—	—

8	Bruchdehnung in % der Bruchfestigkeit bei einem Drahtdurchmesser von mm	1	φ	—	1÷1,5	1,5	1,5	1,0	1,0	1,0	2	2÷5	unverzinkt 2÷3, verzinkt 4÷5	—	—
		2		26,9	—						3			—	—
		3		—	1÷1,5						3			—	—
		4		—	—						3,2			—	—
		5		—	—						3,7			—	—
		6		35,1	—						4			—	—
		8		—	1÷1,5						—			—	—
		10		43,6	—						—			—	—
9	Fließgrenze in kg/mm² [4]		—	12	90 bis 95 % der Bruchlast 20÷30	30÷40					12÷15	20÷30	90÷110	90÷95% der Bruchlast 40÷60	
10	Zulässige Beanspruchung nach den Vorschriften des V. D. E. in kg/mm²		p	4÷4,5	massiv 12 Seil 16	12,5÷20					7	10÷15	30÷50	15÷30	
11	Temperaturkoeffizient für 1° C Temperaturerhöhung		ϑ	0,004		0,004					0,00392	0,004	0,0052	0,0052	
12	Eigengewicht in kg/mm² und 1 m		G_m	0,0089		0,0087	0,0087	0,0088	0,0087	0,0087	0,0027	0,0028	0,0078	0,0083	

[1]) Metall mit etwa 99,5% Al.

[2]) Die in dieser Rubrik genannten Werte beziehen sich nur auf Stahl von 120 kg/mm² Bruchfestigkeit.

[3]) Die Werte beziehen sich nur auf Drähte und nicht auf Seile. Sie ändern sich mit dem Durchmesser und sind in geringem Maße auch abhängig von der Temperatur. Die Abnahme beträgt bei 0÷100° C Temperaturunterschied etwa für Kupfer 15%, für Bronze 15%, für Aluminium 19%, für Stahl 2,3%.

[4]) Die Werte sinken bei allen Materialien mit zunehmendem Durchmesser.

Dieses Material ist von allen auf S. 111 genannten Materialien im Preise am teuersten, aber hinsichtlich der elektrischen Eigenschaft am vorteilhaftesten, und es besitzt zu diesem letzten Vorzuge noch diejenigen, daß im Vergleich mit den anderen Materialien auch die übrigen Materialkonstanten sehr günstige Werte aufweisen. Infolgedessen wird das Kupfer, wie bereits angedeutet, für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung jedenfalls in Deutschland vorwiegend benutzt.

Je nach der Art der Herstellung unterscheidet man zwischen Weich-, Halbhart- und Hartkupfer; neuerdings werden nur die beiden letzteren benutzt, weil die mechanische Festigkeit derselben wesentlich größer ist als die des Weichkupfers. Halbhartes Kupfer mit 30÷35 kg Bruchfestigkeit wird bei Ortsnetzen viel benutzt, weil zumeist kurze Mastabstände vorhanden sind, und man nicht über 12 kg/mm² Zugbeanspruchung zu gehen braucht. Hartkupfer wird bei großen Spannweiten angewendet. Allerdings ist bei Leitungen aus Hartkupfer darauf zu achten, daß die Oberfläche des Drahtes nicht verletzt werden darf, denn die Härtung dringt, wie bereits auf S. 111 kurz erwähnt, nicht tief in den Draht ein, und die Festigkeit nimmt bei beschädigter Oberfläche nicht unbedeutend ab. Infolge der zulässigen erheblich höheren mechanischen Beanspruchung der Hartkupferleitung kann der Durchhang wesentlich kleiner, somit die Masthöhe geringer und die Spannweite (Entfernung zwischen zwei Masten) bei gleicher Sicherheit größer gewählt werden als bei Weichkupfer. Dadurch sind ganz erhebliche Ersparnisse in den Anlagekosten für die Strecken zu erzielen.

Für die Verwendung von Kupfer spricht in bezug auf die mechanischen Eigenschaften ferner der Umstand, daß dasselbe hohe Beständigkeit gegen atmosphärische und chemische Einflüsse besitzt.

Die üblichen Kupferquerschnitte bei Freileitungen sind 10÷150 mm², und zwar sind nach den Vorschriften des V. D. E. als massive Leiter (Drähte) nur 10÷16 mm², bei Hochspannung auch nur als kurze Stichleitungen zulässig; darüber müssen Seile[1]) gewählt werden. Größere Querschnitte als 150 mm² zu verwenden, ist, wenn nicht besonders zwingende Gründe vorliegen, unzweckmäßig, da erstlich die Masten, Traversen und Isolatoren größer, schwerer und teuerer werden und zweitens die Montage der Leitung also das Ausrollen, Verlegen und Befestigen derselben außerordentlich schwierig und kostspielig wird. Wie in Tab. IV angegeben, nimmt außerdem die Bruchfestigkeit mit steigendem Querschnitte ab.

Bei größeren Querschnitten von etwa 95 mm² aufwärts zur Fortleitung von Wechselströmen sind schon bei den gebräuchlichen Periodenzahlen von 50÷60 in der Sekunde die Seile mit einer Seele aus Hanfschnur[2]) versehen worden, wodurch einmal der Kupferquerschnitt dem

[1]) Nach den Normalien für Freileitungen des V. D. E. ist als kleinster Querschnitt für Metalle mit mehr als 7,5 spez. Gewicht 10 mm², für Metalle mit weniger als 7,5 spez. Gewicht 25 mm² erlaubt.

[2]) Bei der Kraftübertragung Necaxa in Mexiko sind Kupferleitungen dieser Form benutzt und zwar Seile mit einem Durchmesser von 12,5 mm (120 mm²) für max. 180 Amp. pro Leitung, Drehstrom, 60 000 Volt, Freq. 50. Electr. Review, New-York. Bd. 60, S. 267. — Siehe auch Tab. XVI S. 237.

aktiven Material entsprechend infolge des Skineffektes (S. 50) besser ausgenutzt wird, und ferner alle Kupferdrähte mechanisch gleichmäßiger beansprucht werden. Die Stromdichte (Strombelastung der Leitung für 1 mm² Querschnitt) darf man aber nicht zu hoch wählen, da sonst ein allmähliches Verkohlen der Hanfseele zu befürchten ist, und die Leitung dann an innerer Festigkeit leidet, was besonders an den Bundstellen zweier Leitungsenden u. dgl. gefährlich werden kann. Die durch das Einlegen einer Hanfseele geschaffene größere Oberfläche der Leitung kann ferner dann von Vorteil sein, wenn es sich um Spannungen über etwa 70000 Volt handelt, weil nach den Angaben auf S. 76 die Koronaverluste mit steigendem Leiterdurchmesser geringer werden[1]). Bei größeren Spannweiten hat man zum Zwecke höherer Sicherheit in vereinzelten Fällen vor dem Verlegen die einzelnen Drähte „gereckt", d. h. sie bis nahe an die Elastizitätsgrenze beansprucht. Ein aus solchen gereckten Drähten hergestelltes Seil mit Hanfseele kann ohne Bedenken bis zu 20 kg/mm² beansprucht werden. In Deutschland wird dieses Recken der Drähte indessen so gut wie gar nicht angewendet.

Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, daß hartgezogene Kupferdrähte mit steigender Erwärmung an Festigkeit verlieren, und zwar haben Versuche gezeigt, daß z. B. ein massiver Draht von 16 mm², der in kaltem Zustande (+ 15° C) bei 700 kg also bei einer Belastung von 43,8 kg/mm² riß, in dieser Festigkeit bei einer Erwärmung von 100° C aber auf 650 kg also 40,5 kg/mm² oder um 7,0% zurückging. Wurde die Erwärmung noch höher getrieben z. B. so weit, daß eine Lötstelle herstellbar war, so trat der Bruch bereits bei ca. 400 kg (25 kg/mm² oder 43,9%) ein. Auch wenn die erwärmten Drähte nachher wieder abgekühlt wurden, stieg die Festigkeit nicht mehr auf die ursprünglichen Werte. Temperaturen über 100° C hervorgerufen durch Strombelastung sind aber bei Freileitungen so gut wie ausgeschlossen, und infolgedessen können die in Tab. IV angegebenen Werte für die mechanische Belastung pro mm² unbedenklich den Festigkeitsrechnungen der Leitungen zugrunde gelegt werden. Lötstellen dürfen dagegen bei hartgezogenem Kupferdraht nicht gemacht werden, wie der oben mitgeteilte Versuch deutlich zeigt, und aus diesem Grunde hat der V. D. E. in den „Normalien für Freileitungen" festgesetzt, daß gelötete Hartkupferdrähte nur mit der bei Weichkupfer zugelassenen Beanspruchung gespannt werden dürfen.

c) Bronze. Soll die mechanische Sicherheit der Leitung gegen Bruch an besonders gefährdeten Stellen (Eisenbahn- und Postkreuzungen) erhöht oder müssen aus Geländerücksichten größere Spannweiten gewählt werden, so verwendet man an Stelle von Kupfer eine Legierung desselben und zwar Bronze, für das je nach dem Grade der Metallzusammensetzung die wissenswerten Daten in Tab. IV zusammengestellt sind. Zur bequemeren Beurteilung dieses Materials gegenüber Hartkupfer sind in Tab. V Vergleichszahlen gegenübergestellt für den naturgemäß in der

[1]) Nach den neuesten Vorschriften des V. D. E. ist in Deutschland die Hanfseele nicht mehr zulässig.

Hauptsache interessierenden Fall, daß die Bronzeleitung die gleiche Leitfähigkeit wie eine Kupferleitung besitzt.

Tabelle V.

Vergleichende Zusammenstellung der Materialkonstanten für Kupfer und Bronze bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung		Hartkupfer	Bronze				
			I	II	III	IV	V
Spez. Gewicht		8,9	8,91—8,8				
Spez. Leitfähigkeit		100	99	90,5	62	41,5	31,2
Querschnitt	für gleiche Leitfähigkeit	1	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Durchmesser		1	1	1,06	1,27	1,56	1,80
Gewicht		1	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Bruchfestigkeit[1])		1	1,16	1,41	2,42	3,94	6,10
Bruchfestigkeit bei gleichem Querschnitt[1])		1	1,15	1,25	1,50	1,63	1,88

Aus der Tab. V, die einer besonderen Erläuterung wohl nicht bedarf, ist ferner zu ersehen, daß man Bronzen der Marken III bis V (Tab. IV) nur dann verwenden kann, wenn es sich um die Überbrückung vereinzelter sehr großer Spannweiten handelt, wenn es also lediglich auf die Bruchfestigkeit ankommt, und der höhere Spannungsverlust in solchen kurzen Strecken, die gegenüber der Gesamtleitungslänge ohne Bedeutung sind, vernachlässigt werden kann[2]). In allen anderen Fällen ist Kupfer vorteilhafter, weil die Masten mit ihren Isolatorenträgern und Fundamenten, sowie auch die Isolatoren und Isolatorenstützen und, was schließlich nicht unberücksichtigt bleiben darf, auch die Frachtkosten und Montage billiger werden. Man wird daher Bronze in langen Fernleitungen nur stellenweise und zwar nur dort verwenden, wo unverhältnismäßig große Spannweiten vorkommen z. B. Überbrückung eines Flusses, eines Eisenbahngeländes u. dgl. Den Durchmesser und die Materialmarken wählt man in derartigen Fällen dann nicht nach der Leitfähigkeit, sondern nach der Bruchfestigkeit. Auch dort, wo bei verhältnismäßig geringen zu übertragenden Leistungen aber der Entfernung wegen hohen Spannungen benutzt werden müssen, und ausgedehnte Sümpfe oder sonst schwer zugängliche Landstriche zu durchqueren

[1]) Für Kupfer wurde $K_z = 40$, für Bronze die jeweils niedrigsten Werte von K_z zugrundegelegt.

[2]) Kraftübertragung Dauphinée-Center. La lumière Electrique 25. III. 1911. Fernleitung von 117 km Länge, zwei Drehstromlinien nebeneinander auf einem Mast, 60 000 Volt, 15 000 PS, an besonders stark beanspruchten Stellen mit Spannweiten von 175÷300 m Phosphorbronzeseile von 100 mm² Querschnitt bestehend aus 19 Einzeldrähten von 2,6 mm Durchmesser, Bruchfestigkeit 80 kg/mm², max. Beanspruchung 16 kg/mm². Spannweite auf der Strecke 70 m, Aluminiumseile von 88 mm² Querschnitt, Bruchfestigkeit 22 kg/mm², Verbindung der Leiter durch 45 cm lange, 3 mm starke Aluminiumhülsen und 5÷6 malige Verwürgung.

sind wie das z. B. bei der Anlage München-Moosburg[1]) der Fall ist, wird unter Umständen Bronze mit Vorteil zu verlegen sein.

Hinsichtlich der Beständigkeit gegen chemische Einflüsse und der Änderung der Festigkeit bei Erwärmung gilt das gleiche wie für Kupfer.

d) Aluminium. Schon vor einer Reihe von Jahren hat man in Nordamerika begonnen, längere Fernleitungen aus Aluminium herzustellen, und auch in Europa ist man in jüngerer Zeit diesem Beispiel vereinzelt gefolgt. Die Daten einiger besonders beachtenswerter Anlagen sind untenstehend aufgeführt[2]) (siehe auch Tab. XVI).

Aluminium besitzt gegenüber Kupfer und Bronze den Vorteil wesentlich geringeren Gewichtes, was zunächst darauf schließen läßt, daß die Masten, Isolatoren usw. billiger werden. Dieses trifft indessen nicht vollständig zu, worauf im 9. Kap. noch ausführlicher eingegangen werden wird.

Das Material ist in möglichst reinem Zustande zu verwenden (99,5% Reinaluminium), obgleich dasselbe dabei die geringste Bruchfestigkeit besitzt. Aluminiumlegierungen, die wohl den Vorteil hoher Zugfestigkeit aufweisen, sind im allgemeinen ungeeignet, weil die Leitfähigkeit schlechter wird, und vor allen Dingen weil die Widerstandsfähigkeit gegen Witterungseinflüsse wesentlich herabgeht. Der spezifische Widerstand des Aluminiums ist größer als der des Kupfers; infolgedessen wird der Querschnitt stärker, wenn man gleiche Leitfähigkeit für beide Materialien zugrunde legt. In derselben Form wie für Bronze in der Tab. V sind für Aluminium in der Tab. VI die Vergleichswerte gegenüber Kupfer, bezogen auf das letztere, zusammengestellt. Man ersieht, daß der Querschnitt etwa 64% stärker ausfällt.

Demnach wird sich also Aluminium nur dann als wirtschaftlich erweisen, wenn der Preis desselben gegenüber dem Kupferpreise entsprechend niedrig ist.

Aus der Gleichung:

$$\text{Aluminiumpreis} = \frac{8{,}9 \cdot \text{Kupferpreis}}{1{,}64 \cdot 2{,}75} \cong 2 \cdot \text{Kupferpreis} \qquad (140)$$

folgt, daß erst dann, wenn der Preis für Aluminium das Doppelte des Kupferpreises beträgt, die Kosten bei beiden Materialien gleich sind.

[1]) Siehe EKB. 1908, Heft 19. Bronzeseil von 16 mm² Querschnitt bestehend aus 7 Drähten von je 2,29 mm Durchmesser, Bruchfestigkeit 30 kg/mm², höchste Beanspruchung 7,6 kg/mm² bei 25° C, Drehstrom, 50 000 Volt, Höchststromstärke etwa 49 Amp.

[2]) Die mit 110 000 Volt arbeitende Überlandzentrale des Staates Ontario (Kanada), ETZ. 1911, Heft 39, S. 976. Aluminiumseile von 107 und 85 mm² Querschnitt, auf Stahltürmen verlegt, zu übertragende Leistung nach vollem Ausbau etwa 100000 PS, Freq. 25, Spannweiten im allgemeinen 160–170 m, größte vorkommende Spannweite etwa 335 m, hängende fünfteilige Kettenisolatoren. Zunächst wurden 160 t Aluminium verbraucht.

Dr.-Ing. F. Marguerre: Wasserkraftanlage am Rjukanfos. EKB. 1912, Heft 12–15. 5 km Länge, davon ca. 3,5 km mit Aluminiumseil von 300 mm² und 1,5 km Kupferseil von 150 mm² Querschnitt. Spannweite durchschnittlich 100 m, 10 600 Volt, Drehstrom, 170 000 KVA.

In Deutschland haben die Überlandzentralen Trier, Gröba, Provinz Pommern, Oberhessen u. a. m. Aluminiumleitungen.

Tabelle VI.

Vergleichende Zusammenstellung der Materialkonstanten für Kupfer und Aluminium bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung		Hartkupfer	Hartaluminium
Spez. Gewicht		8,9	2,75
Spez. Leitfähigkeit		100	60,5
Querschnitt	für gleiche Leitfähigkeit	1	1,64
Durchmesser		1	1,28
Gewicht		1	0,499
Bruchfestigkeit[1])		1	0,745
Bruchfestigkeit für gleichen Querschnitt[1])		1	0,45

Infolge der großen Spezialfabriken, die sich heute mit der Herstellung von Aluminium auch in Europa befassen, liegt der Preis dieses Materials zurzeit nur um wenige Prozente höher als der Kupferpreis, und deshalb ist auch nach dieser Richtung kein Grund mehr vorhanden, Aluminium nicht auch bei europäischen Kraftübertragungsanlagen zu verwenden, denn wenn also:

$$\text{Aluminiumpreis} = \text{Kupferpreis},$$

gehen die Kosten für das Leitungsmaterial selbst auf die Hälfte zurück.

Hinsichtlich der Verbindung zweier Leiterenden sei auf das auf S. 229 Gesagte verwiesen.

So allgemein wie Kupfer, Bronze und der weiter unten besprochene Kupferpanzerstahldraht ist Aluminium aber nicht brauchbar, denn dasselbe ist gegen Alkalien und Chlorverbindungen sehr empfindlich. Führt die Leitung also an der Meeresküste oder in der Nähe derselben vorüber, dann darf infolge der salzhaltigen Luft Aluminium nicht benutzt werden. Ähnliche Rücksichten sind zu nehmen für Gegenden, in denen elektrochemische Fabriken, Gruben, Hüttenwerke u. dgl. vorhanden sind. Auch schwefelreiche Rauchgase sind gefährlich (Nähe von Eisenbahnlinien). Es müssen infolgedessen bei der Wahl dieses Leitungsmaterials sorgfältige Untersuchungen vorangehen, um nicht schon kurze Zeit nach der Inbetriebsetzung einer Anlage vor der Notwendigkeit zu stehen, eine Auswechselung der Aluminium- gegen Kupferleitungen vornehmen zu müssen. Drahtbrüche, die beim Aluminium auch infolge der zerstörenden Wirkung schlechter Luft entstehen können, gehören naturgemäß zu den ungünstigsten Vorkommnissen im Betriebe einer jeden Kraftübertragungsanlage und erhöhen die Betriebsausgaben unter Umständen in außerordentlich hohem Maße.

Da man bei der Vergleichsberechnung einer Leitungsanlage aus Kupfer bzw. Aluminium hinsichtlich des Durchhanges auch die gleiche

[1]) Für Kupfer wurde $K_z = 40$, für Aluminium $K_z = 18$ zugrundegelegt.

Sicherheit gegen Bruch zugrunde legen muß, der Koeffizient der Wärmeausdehnung nach Tab. IV andererseits aber bei Aluminium größer als bei Kupfer ist, so wird der Durchgang bei Aluminium ebenfalls ungünstiger. Günstiger bei Aluminium ist hingegen, daß die Dehnung bis zum Bruch größer als beim Kupfer ist. Infolgedessen wird bei einer Beanspruchung über die Elastizitätsgrenze ein Aluminiumseil sich mehr ausdehnen als ein Kupferseil, und da die spezifische Belastung mit zunehmendem Durchhang rasch abnimmt, so ist bei Aluminium im allgemeinen die Sicherheit gegen Bruch etwas höher als bei Kupfer.

Handelt es sich schließlich um die Fortleitung sehr großer Stromstärken[1]), dann ist ebenfalls ein Aluminiumseil vorteilhafter, weil die Abkühlungsfläche infolge des größeren Durchmessers erheblich zunimmt. Die spezifische Strombelastung kann deswegen höher angenommen werden als bei Kupfer. Wenn Stromstärke, Erwärmung und Oberflächenbeschaffenheit gleichbleiben sollen, so müssen nach der Gleichung:

$$J^2 = \text{konst.}\, d^3$$

bei verschiedenen Materialien sich die dritten Potenzen der zu wählenden Halbmesser wie die spezifischen Widerstände der benutzten Metalle verhalten. Bezeichnet r_K den Halbmesser des Kupferleiters, r_A denjenigen des Aluminiumleiters und ϱ_K bzw. ϱ_A die entsprechenden spezifischen Widerstände, so ist also:

$$r_A = r_K \cdot \sqrt[3]{\frac{\varrho_A}{\varrho_K}} \,. \tag{141}$$

Die Abstufungen in den Querschnitten der Aluminiumleitungen werden denen der Kupferleitungen bezogen auf gleiche Leitfähigkeit in der Regel angepaßt, doch macht es keine fabrikationstechnischen Schwierigkeiten, auch jeden anderen Querschnitt herzustellen. Von der Verwendung massiver Aluminiumdrähte als Einzelleiter ist aber dringend abzuraten, weil das Aluminium in dieser Form als vollständig unzuverlässig angesprochen werden muß. Gegen die Benutzung von Aluminiumseilen sind dagegen Bedenken nicht zu erheben.

Das über die Einlage einer Hanfseele[2]) bei großen Seilquerschnitten auf S. 114 Gesagte gilt auch für Aluminium; das „Recken der Leitungen" ist indessen bei diesem Material nicht statthaft.

Auf eine besondere Eigenschaft des Aluminiums soll schließlich noch hingewiesen werden, die in der Praxis gefunden worden ist, für die aber eine vollgültige Erklärung zurzeit noch nicht gegeben werden kann.

[1]) Bei der Kraftübertragungsanlage Rjukanfos, siehe S. 117.

[2]) Die Ruhrtalsperren-Ges., Aachen, hat auf einer Strecke von etwa 1,2 km Länge bei Spannweiten von 100÷120 m Aluminiumseile mit Hanfseele seit 1909 im Betriebe, Seilquerschnitt ca. 50 mm², äußerer Durchmesser 10 mm. Das Aluminiumseil besteht aus 6 Drähten von je 3,26 mm, Durchmesser der Hanfseele ca. 2,5 mm. Gewicht des Seiles pro km 154 kg. Strombelastung 20—25 Amp. Die Strecke hat bisher zu Störungen keine Veranlassung gegeben.

Aluminium wird nämlich von Rauhreif und Eis weniger stark überzogen als Kupfer. Das ist vermutlich auf die Abweichung der Werte für die spezifische Wärme und die Wärmeleitfähigkeit zurückzuführen. Dieser Vorteil ist daher für solche Gegenden beachtenswert, in denen besonders starke und häufige Nebel im Winter auftreten also z. B. in Gebieten mit Sümpfen, Süßwasserseen und Flüssen.

Bei der Montage der Aluminiumleitungen ist ferner wiederum ähnlich wie bei Hartkupfer darauf zu achten, daß keine Verletzungen der Drahtoberflächen beim Ziehen der Leitungen über Steine, über die Kanten der eisernen Isolatorträger usw. verursacht werden, da hierdurch die Festigkeit des Materials ganz erheblich abnimmt. Man muß daher Holzrollen u. dgl. für das Auslegen der Leitungen benutzen; die Montage wird infolgedessen etwas teuerer, was ebenfalls bei der Vergleichsrechnung mit anderen Materialien zu berücksichtigen ist.

Neuerdings bringt die A. E. G. noch ein Sonderfabrikat von Aluminium auf den Markt, das „Spreealuminium“[1]). Dasselbe ist etwas teuerer als das Reinaluminium, besitzt dafür aber den Vorteil einer fast doppelt so hohen Bruchfestigkeit, was für die Wahl des Durchhanges, die Höhe der Masten und die Spannweite also die Anzahl der Masten pro Kilometer von nicht zu unterschätzender Bedeutung ist. Der Wert für die spezifische Leitfähigkeit ist bei Rein- und Spreealuminium gleich, das spezifische Gewicht dagegen für letzteres etwas höher.

Hinsichtlich der Gefährdung durch chemische Einflüsse besteht indessen zwischen beiden Aluminiumsorten kein Unterschied.

e) Stahl. Handelt es sich um sehr große Spannweiten[2]), und treten in der Gegend, in der eine solche Stelle liegt, häufiger heftige Stürme auf, so muß man notgedrungen von der Verwendung der bisher genannten Materialien Abstand nehmen und zur Verlegung von Stahlseilen übergehen, weil ein Stahlseil nach Tab. IV mechanisch viel höher belastet werden kann als z. B. ein Kupfer- oder Bronzeseil. Dadurch werden dann auch die Masten niedriger, weil der Durchhang geringer wird. Da Stahl aber einen sehr hohen spezifischen Widerstand aufweist, so wird man mit Rücksicht auf den Querschnitt bzw. das Gewicht des Seiles nicht mehr die gleiche Leitfähigkeit mit Kupfer der Querschnittsbemessung zugrunde legen, sondern entweder die Strombelastung pro mm^2 oder nur die Bruchfestigkeit berücksichtigen. Ähnlich wie bei Bronze kann der in den Leitungsstrecken aus Stahl auftretende höhere Ohmsche Verlust bei Gleichstrom wohl in der Regel vernachlässigt werden, da es sich zumeist um kurze Strecken in bezug auf die sonstige Länge des Leitungsnetzes handeln wird. Das gleiche gilt bei Wechselstrom (vgl. S. 51), obgleich das Material magnetischer Natur ist[3]).

---

[1]) W. v. Moellendorff: Metalle für Freileitungen. ETZ. 1910, Heft 44.

[2]) Wasserkraftanlage Waipori, Neuseeland (The Electrician, Bd. 60, 1908, S. 435f.): 35 000 Volt, Drehstrom, Überkreuzung eines Flußtales bei einer Länge von 518 m und einem Höhenunterschiede von 200 m.

[3]) G. Niel: Über Hochspannungsleitungen aus verzinktem Eisendraht. L'industrie éléctr. Paris, 25. VIII. 1908.

Da Stahlseile nur äußerst selten benutzt werden, erübrigt es sich, noch weiter auf dieses Material einzugehen, zumal an Stelle von Stahl heute der sog. Kupferpanzerstahldraht getreten ist, der ebenfalls den Vorzug großer Bruchfestigkeit besitzt, aber hinsichtlich des spezifischen Widerstandes günstiger ist.

Stahldrähte und -seile müssen vorzüglich verzinkt sein, da sie anderenfalls der Gefahr des Durchrostens ausgesetzt sind, also an Festigkeit verlieren, und dadurch ein Leitungsbruch verursacht werden kann.

f) Kupferpanzerstahl[1]). Dieses Material gehört zu der Art der Verbundmetalle (Doppelmetalle, Bimetalle), unterscheidet sich von diesen aber durch die Art seiner Herstellung, die in der Weise erfolgt, daß ein Stahlkern auf metallurgischem Wege unter Ausschluß der Luft mit einem Kupfermantel umgeben wird. Letzterer wird dabei mit der Stahlseele so innig verschweißt, daß gewissermaßen ein vollständig neues, homogenes Metall entsteht, frei von Blasen u. dgl., die beim Bimetall nicht immer mit Sicherheit zu vermeiden sind, und dann sowohl elektrolytische, als auch mechanische Fehlerquellen bilden. Ausgedehnte Versuche haben ergeben, daß auch bei der stärksten Formveränderung (Tordierung, Winkelbildung), denen ein Kupferpanzerstahldraht unterworfen wurde, ein Abblättern des Kupfermantels nicht eintrat, was bei den Bimetallen in gleich sicherer Weise nicht zu erreichen ist. Solche Formveränderungen treten ein, wenn bei dem Auslegen der Leitungen Knicke entstehen, die später ausgehämmert werden. Beim gewöhnlichen Bimetall wird durch derartige Arbeiten die Kupferhaut verletzt, die Stahlseele freigelegt, und ein Rosten letzterer, das über die verletzte Stelle hinaus in den Stahlkern weiter eindringt, kann dann die Ursache zu einem Leitungsbruch werden. Auch ist darauf hinzuweisen, daß bei den Doppelmetallen infolge der verschiedenen Wärmeausdehnungskoeffizienten schon bei gewöhnlicher Temperatur in der Berührungsfläche beider Metalle hohe Spannungen entstehen, die eine Verletzung der Kupferhaut herbeiführen können und dann der Rostgefahr des Stahlkernes Vorschub leisten. Alle diese ungünstigen Eigenschaften der Doppelmetalle sind beim Kupferpanzerstahldraht durch den Herstellungsvorgang beseitigt[2]).

In nordamerikanischen Anlagen ist dieses Material zuerst für Schwachstromleitungen in Gebrauch genommen worden. Neuerdings wird dasselbe aber auch für Starkstromanlagen benutzt[3]). Für die Zwecke der

---

[1]) In Deutschland wird dieses Material hergestellt von den Heddernheimer Kupferwerken, Frankfurt a. M.

[2]) Stahl mit Kupferüberzug, dessen Eigenschaften und Herstellung: Metallurgie 22. II. 1910. EKB. 1910, Heft 21, S. 417, EKB. 1909, Heft 27, S. 522.

[3]) Ein Teil der Fernleitung der Great Western Power Co. in Kalifornien, die mit 60 Perioden und 100 000 Volt betrieben wird, besteht aus Seilen von Kupferpanzerstahldraht. Auch für die Kreuzung des Niagaraflusses durch zwei Drehstromlinien bei 60 000 Volt, Freq. 25, 30 000 PS, sind Kupferpanzer-Stahlseile verwendet. In Deutschland ist dem Verf. nur eine Anlage (Weserkreuzung) mit 168 m Spannweite bekannt geworden, bei der Kupferpanzerstahldraht von 5 mm

Kraftübertragung ist es besonders an Stelle der verzinkten Stahlseile von Vorteil, wie das aus der Tab. IV zu erkennen ist. Der Kupferpanzerstahl vereinigt in sich die Vorzüge der Bronze also der Leitfähigkeit und Wetterbeständigkeit mit denjenigen des Stahles also der höheren Bruchfestigkeit.

Da die Stahlseele mit einem Kupfermantel umschweißt ist, können Kupferpanzerstahldrähte auch an Meeresküsten und unter ähnlichen ungünstigen Verhältnissen verwendet werden, in denen infolge der Gefahr des Rostens bzw. des Angriffes des Metalles durch elektrochemische Einflüsse sonst auf Kupfer oder Bronze zurückgegriffen werden müßte.

In der Tab. VII ist der Vergleich dieses Materials mit Kupfer und Bronze durchgeführt, und man erkennt aus dieser Zusammenstellung leicht die Vorzüge namentlich gegenüber der Bronze, wenn letztere für hohe Bruchfestigkeit gewählt wird.

Tabelle VII.

Vergleichende Zusammenstellung der Materialkonstanten für Kupfer, Kupferpanzerstahl und Bronze bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung		Hartkupfer	Kupferpanzerstahl		Bronze				
			A	B	I	II	III	IV	V
Spez. Gewicht		8,9	8,25	8,35	8,91—8,8				
Spez. Leitfähigkeit		100	30,2	40,3	99	90,5	62	41,5	31,2
Querschnitt	für gleiche Leitfähigkeit	1	3,32	2,49	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Durchmesser		1	1,82	1,58	1	1,06	1,27	1,56	1,80
Gewicht		1	3,05	2,31	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Bruchfestigkeit[1])		1	3,90	2,80	1,16	1,41	2,42	3,94	6,10
Bruchfestigkeit bei gleichem Querschnitt[1])		1	1,17	1,13	1,15	1,25	1,50	1,63	1,88

Die Elastizitätsgrenze liegt beim Kupferpanzerstahl wesentlich höher als bei Hartkupfer; somit ist bei dem ersteren Metall die Bruchsicherheit wesentlich höher als bei dem letzteren. Das ist insbesondere dort von nicht zu unterschätzender Bedeutung, wo mit stark wechselnden klimatischen Verhältnissen zu rechnen ist wie z. B. bei Stürmen, heftigen Schneefällen mit plötzlichem Temperatursturz (Rauhreif, Anbacken großer Schneemassen auf den einzelnen Leitungen usw.), oder

Durchmesser bei 3000 Volt Drehstrom verlegt worden ist. Diese von der Firma A. Gobiet & Co., Kassel, gebaute Strecke hat sich seit 3 Jahren gut gehalten. Die damaligen Untersuchungen ergaben, daß bei Kupfer die Anlage wesentlich teurer geworden wäre.

[1]) Für Kupfer wurde $K_z = 40$, für Kupferpanzerstahl und Bronze die jeweils niedrigsten Werte von K_z zugrundegelegt.

besondere Sicherheit gefordert wird (Kreuzung von Eisenbahnen, Post- und Telegraphenleitungen).

Zu beachten ist ferner, daß Kupferpanzerstahl einen kleineren Wärmeausdehnungskoeffizienten hat als Kupfer und Bronze. Es zieht sich daher dieses Material bei sinkender Temperatur weniger zusammen als Kupfer, was wiederum dann von besonderer Bedeutung ist, wenn es sich um sehr große Spannweiten handelt (Fluß- und Talübergänge). Der Durchhang wird bei steigender Temperatur nicht so groß wie bei Kupfer, und das Zusammenschlagen der Leitungen sicherer vermieden. Dazu kommt, daß das spezifische Gewicht um etwa 8% geringer ist als dasjenige von Kupfer und Bronze.

Besondere Verwendung kann Kupferpanzerstahl schließlich für Tragrähte (Fig. 197), Blitzschutzdrähte (S. 234) und Schutznetze finden. Man benutzt in diesen Fällen die Marke A mit geringerer Kupferauflage. Der Vorteil gegenüber Eisen- und Stahldraht liegt dabei hauptsächlich in der absoluten Rostsicherheit und der damit verbundenen längeren Lebensdauer.

Auch für Telephonleitungen (Betriebstelephonanlagen) ist dieses Material gut geeignet, und wie bereits auf S. 121 angedeutet in amerikanischen Kraftübertragungsanlagen, Bahnbetrieben, Telephon- und Telegraphenbetrieben usw. mit bestem Erfolge und in ausgedehntestem Maße in Benutzung.

9. Die Festigkeitsberechnung der Freileitungen.

a) Allgemeine Gesichtspunkte. Die Festigkeitsberechnung erstreckt sich auf die Ermittlung des Durchhanges, den eine zwischen zwei Stützpunkten A und B (Fig. 87) gespannte Leitung unter den ungünstigsten Verhältnissen höchstens aufweisen darf, damit eine bestimmte mechanische Beanspruchung des Leitungsmateriales nicht überschritten wird. Mit zu geringer Spannung verlegte Leitungen hängen zu stark durch, erfordern höhere Masten und können bei heftigem Winde leichter in Schwingungen versetzt werden, was namentlich bei großen Spannweiten beachtet werden muß. Liegen mehrere Leitungen nebeneinander an einem Maste, so können sie dann, weil sie nicht stets synchron miteinander schwingen, zur gegenseitigen Berührung kommen, was bei ungleicher Polarität bzw. Phase gleichbedeutend mit einem Kurzschluß ist. Sind die einzelnen Leitungsstrecken im Kraftwerke durch selbsttätige Maximalschalter ohne Zeitrelais gesichert, so tritt mit dem Zusammenschlagen jedesmal eine Stromunterbrechung ein, die naturgemäß zu den unangenehmsten Betriebsstörungen führen kann. Außerdem wird das Material — besonders Aluminium — an solchen Berührungsstellen sofort stark angegriffen, und Leitungsbrüche sind dann unvermeidlich. Bei zu gering gespannten Leitungen muß infolge-

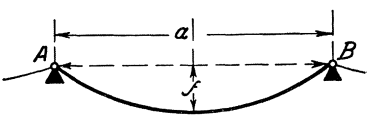


Fig. 87.

dessen der gegenseitige Abstand zwischen den Isolatoren reichlich groß bemessen werden.

Zu stark gespannte Leitungen andererseits schließen ebenfalls die Gefahr des Leitungsbruches in sich, weil die Beanspruchung des Materials infolge unvorhergesehener Vorkommnisse z. B. bei starkem Frost, durch Wind oder Eis usw. so groß werden kann, daß die Bruchgrenze überschritten wird.

Es muß also durch Rechnung festgestellt werden, welchen Durchhang man einer Leitung geben darf, oder welche Beanspruchung beim Spannen gewählt werden muß, damit auch im ungünstigsten Falle die genügende Sicherheit gegen Bruch gewährleistet ist. Welche Verhältnisse als die ungünstigsten nach dieser Richtung anzusprechen sind, wird besonders erläutert werden. Sie ergeben sich aus der Gegend, durch die die Leitung führt, und ferner aus behördlichen Vorschriften, aus schwierigen Montage- und Reparaturmöglichkeiten u. dgl.

Wenn auch für die Projektierung einer Fernleitung in der Hauptsache nur der maximal mögliche Durchhang interessiert, um die Masthöhe bestimmen zu können, so ist es dennoch notwendig, zu wissen, unter welchen Verhältnissen derselbe zu erwarten ist, und welche Beanspruchung des Drahtmaterials dabei auftritt, letzteres besonders, um die erforderlichen Unterlagen für die Mastabmessungen zu erhalten. Infolgedessen sollen die hierfür notwendigen Rechnungen etwas ausführlicher behandelt und die einzelnen Gleichungen abgeleitet werden, damit auf diese Weise der projektierende Ingenieur mit größerer Sicherheit an die Lösung dieser Aufgaben herantreten kann.

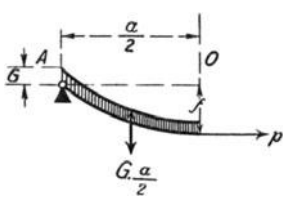


Fig. 88.

Bezeichnet (Fig. 87 und 88):

a den Maßstabstand oder die Spannweite in Meter,
f den Durchhang in Metern,
G das Gesamtgewicht der Leitung in kg für 1 m und 1 mm²,
p die Beanspruchung (Drahtspannung, Zugspannung) im tiefsten Punkte der Leitung in kg/mm²,

so lautet nach Blondel[1]) die Momentengleichung für den Punkt O (Mitte der Leitung) in Fig. 88:

$$f \cdot p = \frac{G \cdot a}{2} \cdot \frac{a}{4},$$

und daraus folgt der Durchhang:

$$f = \frac{G \cdot a^2}{8 \cdot p} \qquad (142a)$$

[1]) G. Nicolaus: Über den Durchhang von Freileitungen. ETZ. 1907, Heft 37 und 38.

bzw. wenn mit dem Index o ein bestimmter und zwar der ungünstigste Zustand bezeichnet wird, bei welchem die Beanspruchung am größten sein soll:

$$f_o = \frac{G_o \cdot a^2}{8 \cdot p_o} . \tag{142b}$$

Es ist nicht angängig, für alle Gegenden die ungünstigsten Witterungs- und Temperaturverhältnisse, bei denen die stärkste Beanspruchung der Leitungen auftritt, als gleich oder annähernd gleich vorauszusetzen, was aus den nachfolgenden Erörterungen leicht zu erkennen sein wird. Wenn der V. D. E. auch Vorschriften für die Festigkeitsberechnung von Freileitungen gegeben hat, so ist dabei zu berücksichtigen, daß dieselben nur für Mitteleuropa Geltung haben. Aber es werden auch hier schon Fälle namentlich bei Leitungsanlagen in schwierigem Gelände vorkommen, die es unter Umständen angezeigt erscheinen lassen, von den Vorschriften abzuweichen. Aus diesem Grunde werden die Gleichungen für die Festigkeitsberechnung zunächst ganz allgemein aufgestellt und besprochen, und erst dann soll ihre Anwendung bzw. Verwertung unter Berücksichtigung der Verbandsnormalien gezeigt werden.

Neben der Ermittlung der größten Beanspruchung besteht für den projektierenden Ingenieur die Hauptaufgabe der Festigkeitsberechnung darin, festzustellen, welchen größten Durchhang die Leitung aufweisen kann, denn danach richtet sich die Höhe der Maste. Letztere ist wiederum mitbestimmend für die Gesamtkosten der Leitungsanlage und zwar insofern, als von ihr die Spannweite (Zahl der Maste für eine Strecke) und das Mastmaterial unmittelbar beeinflußt werden. Aus der Gl. (142) geht hervor, daß der Durchhang f abhängig ist von dem Gewichte der Leitung (der Belastung), dem Mastabstande und der Beanspruchung.

b) Die Belastung G. Der Wert für G schwankt in verhältnismäßig großen Grenzen. Die Belastung wird entweder nur durch das Eigengewicht des Leitungsmaterials oder zu diesem noch durch sog. zusätzliche Belastungen hervorgerufen. Als letztere kommen in Betracht: Wind, Schnee, Rauhreif und Eis. Es soll bezeichnen:

G_m das Eigengewicht des Leitungsmaterials
G_w die Belastung durch den Winddruck
G_e das Gewicht der Schnee- oder Eislast

} in kg für 1 m Leitungslänge und 1 mm² Querschnitt.

In allen frostfreien Zeiten ist entweder nur das Eigengewicht G_m oder zu diesem noch die Belastung durch den Winddruck zu berücksichtigen. Letzteres hat dort zu geschehen, wo erfahrungsmäßig heftige Stürme auftreten also z. B. an Meeresküsten, bei der Überspannung von Sümpfen, Flüssen, Schluchten, beim Austritt der Leitungen aus dichtem, hochstämmigem Walde in die freie Ebene, und in einzelnen tropischen Gegenden.

Das Eigengewicht der verschiedenen Materialien ist aus der Tab. IV zu ersehen. Bei isolierten Leitungen muß außerdem das Gewicht der Isolation hinzugerechnet werden.

Für die Berechnung der Belastung durch Wind wird stets angenommen, daß der Wind die Leitung genau senkrecht zu ihrer Richtung trifft und zwar für gewöhnlich mit etwa 125÷150 kg für den Quadratmeter senkrecht getroffener Fläche. Nur ausnahmsweise und zwar bei besonders gefährdeten Stellen geht man für G_w bis auf 200 kg/m². Da die Leitungen bei Kraftübertragungsanlagen immer runden Querschnitt haben, der Wind also auf eine Zylinderfläche trifft, so setzt man die sich dem Winde darbietende Fläche nach den Verbandsvorschriften gleich dem 0,5 fachen Durchmesser multipliziert mit der Länge, also:

$$G_w = \frac{(125 \div 150) \cdot 0{,}5 \cdot d}{1000 \cdot q} \text{ kg/m und mm}^2. \qquad (143)$$

d = Durchmesser in mm.

Es sei hierbei darauf aufmerksam gemacht, daß der Durchmesser bei Seilen um etwa 12÷15% größer ist, als er sich aus dem Materialquerschnitte errechnet, und man tut gut, dieses zu berücksichtigen.

28. Beispiel. Es soll der Winddruck auf 1 m Länge und 1 mm² Querschnitt für ein Kupferseil von 50 mm² ermittelt werden.

$$q = 50 \text{ mm}^2 \text{ und daraus } d = 7{,}98 \text{ mm},$$

also:

$$G_w = \frac{125 \cdot 0{,}5 \cdot 7{,}98}{1000 \cdot 50} = 0{,}010 \text{ kg}.$$

Ein Kupferseil von 50 mm² bestehend aus 19 Einzeldrähten von je 1,83 mm Durchmesser hat dagegen einen tatsächlichen Durchmesser von $d' = 9{,}2$ mm, und mit diesem Werte wird:

$$G'_w = \frac{125 \cdot 0{,}5 \cdot 9{,}2}{1000 \cdot 50} = 0{,}0115 \text{ kg},$$

also um rund 15% größer.

Bei großen Seilquerschnitten kann diese Zunahme der Belastung recht bedeutend werden; man darf sie dann nicht mehr außer acht lassen. Für q ist natürlich stets nur der eigentliche Materialquerschnitt einzusetzen, weil nur dieser für die Beanspruchung in Frage kommt.

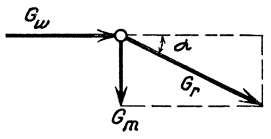


Fig. 89.

Nach den Vorschriften des V. D. E. ist die Gl. (145), S. 127 auch für die Windbelastung gültig, da diese Formel die ungünstigsten Verhältnisse für Wind und Eis einschließt.

Die Gesamtbelastung der Leitung durch Eigengewicht und Winddruck ergibt sich nun nach Fig. 89 als die Resultante der Vertikal- und Horizontalkraft zu:

$$G_r = \sqrt{G_m^2 + G_w^2}. \qquad (144)$$

Über den bereits auf S. 123 erwähnten Abtrieb der Leitungen durch Wind und insbesondere Sturm rechnerische Untersuchungen anzustellen, lohnt kaum der Mühe, da auch nur einigermaßen zutreffende Annahmen über die Windstärke, das Pendeln der Leitung, die Windstöße und den Augenblick, in welchem die letzteren die Leitung treffen, nicht gemacht

werden können. Dazu kommt noch, daß auf den Gang dieser Untersuchungen naturgemäß auch die Befestigung der Leitungen an Stütz- oder Hängeisolatoren eine ganz bedeutende Rolle spielt, denn bei Verwendung von Hängeisolatoren werden die Leitungen mehr ausschwingen, als wenn sie an Stützisolatoren montiert sind. Für rohe Überschlagsrechnungen kann man die Neigung der Durchhangsebene der Leitung gegen die Horizontale aus der Fig. 89 bestimmen durch:

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{G_m}{G_w},$$

wobei in G_m das Gesamtgewicht der Leitung also unter Umständen einschließlich zusätzlicher Belastung durch Eis oder Schnee oder bei isolierter Leitung durch das Gewicht der Isolation zu berücksichtigen ist. Der so berechnete Abtrieb wird nach praktischen Beobachtungen nicht erreicht, ist also zu ungünstig.

Auf eine besondere Erscheinung sei hier schließlich noch kurz hingewiesen, die an der Leitungsanlage der mit 110 000 Volt arbeitenden Überlandzentrale des Staates Ontario (Kanada) beobachtet worden ist[1]). In Talsenkungen, die die Leitungen überspannen, bildeten sich bei sonst ziemlich vollkommener Windstille Luftwirbel, die eines der unteren 107 mm² starken Aluminiumseile plötzlich und heftig nach oben warfen (Fig. 90) und Kurzschlüsse mit andern Leitern verursachten. Man hat diese Störungen dadurch beseitigt, daß man die Leitungen an ihren tiefsten Punkten mit Blei in Form langer Bleche, die umgewickelt wurden, beschwerte. Hierauf kann man natürlich ebenfalls bei der Projektbearbeitung bzw. bei der Montage nicht Rücksicht nehmen, und es ist dieses Vorkommnis auch nur erwähnt worden, um zu zeigen, welche ganz unvorherzusehenden Fälle namentlich bei großen Spannweiten und ungünstigem Gelände in den verschiedenen Gegenden durch Luftströmungen allgemein hervorgerufen auftreten können.

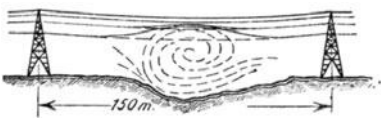


Fig. 90. Schwingungserscheinung bei der Ontarioleitung durch Luftwirbel.

Die Eisbelastung[2]). Eine zweite unter Umständen wesentlich gefährlichere zusätzliche Belastung kann die Leitung durch das sich im Winter an ihr ansetzende Eis (Rauhreif und Schnee) erhalten, die viel eher als die Windbelastung zum Leitungsbruch führt. Der V. D. E. gibt für die Bewertung dieser Zusatzlast G_e eine Formel:

$$G_e = 190 + 50 \cdot d\,, \qquad (145)$$

die schon recht ungünstige Verhältnisse voraussetzt. Hierin ist d der Leitungsdurchmesser, bei isolierten Leitungen der Außendurchmesser in mm.

Bezeichnet d_a den äußeren Durchmesser eines vollen Eiszylinders um den Leiter mit dem Durchmesser d, und nimmt man das spezifische

[1]) P. W. Sothmann und J. Teichmüller: Die mit 110 000 Volt arbeitende Überlandzentrale des Staates Ontario (Kanada). ETZ. 1911, S. 980.

[2]) W. R. Ring: Eisbildung auf Freileitungen. ETZ. 1914, S. 364.

Gewicht des Eises = 1 an (es sind Schwankungen im spezifischen Gewichte zwischen 0,1÷1 beobachtet worden), so ist die Belastung auf 1 m Leitungslänge pro 1 mm² Querschnitt:

$$G_e = \frac{d_a^2 - d^2}{1000 \cdot d^2} \text{ kg}. \tag{146}$$

Die empirische Formel des V. D. E. ergibt für Kupferleitungen eine Gewichtsvermehrung durch Wind und Eis, welche z. B. bei 95 mm² Leiterquerschnitt das Doppelte, bei 10 mm² das Sechsfache des Eigengewichtes beträgt. Ob die Grundlagen für Gl. (144) auch für andere Gegenden als Mitteleuropa nur einigermaßen sicher zutreffen, kann natürlich nicht bewiesen werden. So hat z. B. der Verfasser im norwegischen Hochlande ganz außerordentlich viel höhere Eisbelastungen an Telegraphenleitungen innerhalb eines hochstämmigen Waldes feststellen können, wo der Wind nur geringe Möglichkeit hatte, den auf den Drähten liegenden Schnee fortzuwehen. Die Folge davon war, daß sich um diese Leitungen nach Tauwetter bei plötzlich einsetzendem starkem Froste fünf bis zehn und teilweise noch mehr volle Eiszylinder um die Stelle des größten Durchhanges gebildet hatten mit einem Durchmesser von 20÷25 cm und einer Länge bis zu 1 m. Leitungsbrüche waren natürlich unvermeidlich. Es ist daher auch bei der Bewertung dieser zusätzlichen Belastung Vorsicht geboten.

Eisbildung auf den Leitungen tritt abgesehen von Rauhreifniederschlägen auf gewöhnlichen Strecken, die nicht in der Nähe von Wasserflächen liegen, im allgemeinen nur dann ein, wenn nach Schneefällen die Temperatur plötzlich sinkt. Im Hochwinter dagegen kann man fast immer beobachten, daß die Leitungen so gut wie vollständig eisfrei sind. Natürlich spielt die Strombelastung pro Quadratmillimeter eine bedeutende Rolle, denn wenn sich die Leitungen schon infolge des Stromdurchganges erwärmen, ist die Gefahr einer starken Eis- und Rauhreifbelastung so gut wie beseitigt. Bei den hohen Spannungen, die heute für ausgedehntere Kraftübertragungsanlagen angewendet werden, tritt aber zumeist eine nennenswerte Erwärmung der Leitungen nicht ein, weil die Querschnitte nicht nach der Strombelastung, sondern nach dem Leistungsverluste bemessen werden müssen. In allen solchen Fällen ist dann natürlich auf die Eisbelastung ganz besonders Rücksicht zu nehmen.

Besonderer Beachtung bedarf die Belastung der Leitungen durch Eis ferner dort, wo sie an Süßwasserstellen vorbei oder über solche hinwegführen, weil die Eisbildung durch die wasserreichere Luft begünstigt wird. Ferner ist für diejenigen Leitungsstrecken Vorsicht geboten, die durch dichten, hochstämmigen Wald führen, weil hier, wie bereits vorher erwähnt, der Wind nicht in der Lage ist, die Schneebelastung von den Drähten fortzuwehen. Es empfiehlt sich daher, für solche gefährdeten Stellen wenn irgend möglich die Erfahrungen, die in derselben Gegend an etwa vorhandenen Telephon- und Tleegraphenleitungen gemacht worden sind, schon bei der Projektbearbeitung mit zu Rate zu ziehen.

Man hat vereinzelt auch versucht, stark unter Eisbelastung leidende Strecken z. B. während der Nacht im Kurzschluß elektrisch anzuwärmen. Das ist aber natürlich nur dann möglich, wenn zu den betreffenden Stromverbrauchsstellen entweder eine zweite Leitung führt oder bei einem Ringsystem Strom an die Verbrauchsstellen von anderen Seiten gegeben werden kann.

Auf isolierte Leitungen näher einzugehen, erübrigt sich, weil sie nur in Niederspannungsanlagen vorkommen und auch dort nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Die Gesamtbelastung der Leitung durch Eigengewicht und Eislast ist gleich der algebraischen Summe der Einzelbelastungen.

Hinsichtlich der Schneebelastung hat Dr. Ing. Schaller[1]) in Danzig einige Versuche angestellt und dabei gefunden, daß das spezifische Gewicht:

für trockenen Schnee etwa = 0,12
„ feuchten „ „ = 0,45
„ nassen „ „ = 0,79

zu setzen ist.

Ferner ist die Schneebelastung in verschiedenen Zonen je nach der Höhe über dem Meeresspiegel verschieden zu veranschlagen. Deutschland kann etwa in folgende drei Zonen eingeteilt werden:

Schneezone	1	0 ÷ 200 m	ü. M.	mit	75 kg/m²	} Schneebelastung.
„	2	200 ÷ 500 m	„ „	„	120 „	
„	3	500 ÷ 1000 m	„ „	„	340 „	

Schließlich ist noch zu untersuchen, ob und wann die Wind- und die Eisbelastung zusammen zu berücksichtigen sind. Die Entscheidung auch dieser Frage hängt ganz von der Gegend ab. Für Mitteleuropa hat man aus jahrelangen Beobachtungen gefunden, daß Wind- und Eisbelastungen kaum oder nur in Ausnahmefällen gleichzeitig auftreten. Aus diesem Grunde schreibt der V. D. E. für die Festigkeitsberechnung nur die Berücksichtigung der Eisbelastung vor. In den nordischen Gegenden und an Meeresküsten bzw. in der Nähe von freiliegenden Gewässern wird das nicht mehr zutreffen, und man nimmt, um einigermaßen sicher zu gehen, beide Belastungen gleichzeitig auftretend an. Allerdings wird die Windbelastung dann nicht mit 125 kg/m² sondern nur mit 25 : 50 kg/m² in die Rechnung eingesetzt, um nicht zu praktischen Unmöglichkeiten zu kommen.

Bei besonders großen Spannweiten wird man dann zur Benutzung von Bronze-, Stahl- oder Kupferpanzerstahlleitungen übergehen müssen. Das gilt auch für alle solche Strecken, auf denen die Beseitigung eines Leitungsbruches besondere Schwierigkeiten bereitet (Überbrückung von Wasserflächen, Sümpfen, Schluchten, Post- und Telegraphenkreuzungen u. dgl.).

[1]) Beton und Eisen 1909, Heft 12, Z. d. V. d. Ing. Bd. 53, Nr. 41, S. 1695—1909.

Auf freier Strecke ist es dagegen wohl kaum erforderlich, beide Belastungen als gleichzeitig vorhanden anzunehmen, da in Mitteleuropa in der Regel Winde von beachtenswerter Stärke bei starkem Froste oder bei Temperaturabnahmen unter Null nicht auftreten. Ist die Leitung mit gefrorenem Schnee, Rauhreif oder Eis bedeckt, so haben Beobachtungen weiter ergeben, daß das Eis infolge der unregelmäßigen Schwingungen der Leitungen, die durch die ebenfalls unregelmäßig auftretenden Windstöße hervorgerufen werden, abbröckelt, und die Drähte dadurch eisfrei werden. Auch durch das teilweise Abfallen von Eisstücken werden andere Eisstücke ebenfalls zur Lösung gebracht, weil die Leitungen durch die plötzliche Entlastung wiederum und zwar oft in sehr heftige Schwingungen kommen. Schließlich tut dann noch die Sonne ihre Schuldigkeit.

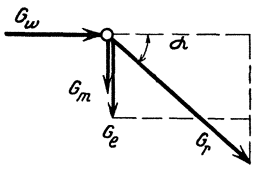


Fig. 91.

Sind Wind und Eis gleichzeitig zu berücksichtigen, so ist die Gesamtbelastung des Drahtes nach Fig. 91:

$$G_r = \sqrt{(G_m + G_e)^2 + G_w'^2}\,, \tag{147}$$

wobei in G_w' der durch den Eisüberzug hervorgerufene größere Durchmesser, also die größere Fläche in Rücksicht gezogen sein soll.

c) Der Mastabstand oder die Spannweite a richtet sich nach den Geländeverhältnissen und nach dem Material, aus welchem die Masten gewählt werden. Spannweiten auf gerader Strecke bis 100 und 150 m durchgehend sind bei Eisen- und Betonmasten heute keine Seltenheit mehr, und bei Kreuzungen von Wasserflächen, Schluchten usw. sind schon Entfernungen zwischen zwei Stützpunkten bis zu 900 m und mehr sicher überwunden worden (siehe Tab. XVI, S. 237).

Für den Mastabstand bei Holzgestängen hat der V. D. E. ebenfalls besondere Normalien aufgestellt, die hier der Vollständigkeit wegen kurz wiedergegeben werden sollen.

Es dürfen auf gerader Strecke bei einem Gesamtquerschnitte der Leitungs- und Schutzdrähte:

bis 110 mm²	80 m
über 110 bis 210 mm²	60 m
über 210 bis 300 mm²	50 m
über 300 mm²	40 m

als Höchstabstand zwischen den Masten nicht überschritten werden. Für diese Spannweiten sind die Zopfstärken der Maste nach der Gleichung:

$$Z = 1{,}2\sqrt{D \cdot h} \tag{148}$$

zu berechnen, worin D die Summe der Durchmesser aller an dem Maste befindlichen Leitungen in mm und H die mittlere Höhe der Leitungen am Maste über dem Erdboden bezeichnet. Bei größeren Spannweiten müssen entweder Stangen von größerer Zopfstärke oder gekuppelte Stangen angewendet werden. Näheres hierüber ist im 10. Kapitel S. 148 zu finden.

Bei Masten aus anderem Material kann man sich in den Spannweiten naturgemäß ganz nach den Geländeverhältnissen richten. Für diese Fälle hat der V. D. E. nur Vorschriften hinsichtlich der Beanspruchung des Materials gegeben, auf die im 13. Kapitel eingegangen werden wird.

Für die Projektbearbeitung genügt es, eine mittlere Spannweite anzunehmen, um die Masthöhe zu bestimmen, sobald man sich darüber schlüssig geworden ist, ob Holz-, Eisen- oder Betonmasten aufgestellt werden sollen. Besonders große Stützpunktentfernungen bedürfen natürlich besonderer Beachtung.

Bei Überführung verkehrsreicher Wege, Straßen, Eisenbahnen usw. müssen die Mastenabstände entsprechend geringer gewählt werden, um die Sicherheit für solche Teile der Leitungsstrecken zu erhöhen (siehe auch S. 223).

Über die wirtschaftlichen Spannweiten hat Klingenberg[1]) eingehende Untersuchungen angestellt. Indessen lassen sich allgemeine Regeln zur Ermittelung derselben nicht aufstellen, da sie von der Zahl und dem Querschnitte der an einem Maste zu befestigenden Leitungen, von dem Leitermaterial, der Mastform, dem Material für die Masten selbst, den Boden- und Geländeverhältnissen usw. abhängt. Der projektierende Ingenieur wird daher zumeist schneller zum Entschluß über die Spannweite kommen, wenn er durch Überschlagsrechnungen die Kosten für den mechanischen Ausbau der Leitungsstrecke unter Zugrundelegung verschiedener Ausführungen ermittelt und dann feststellt, wie hoch sich die Ausgaben für Verzinsung, Abschreibung und Unterhaltung stellen.

In den nachfolgenden Berechnungen soll der Mastabstand als gegeben angesehen werden.

d) Die Beanspruchung p des Leitermaterials. Die richtige Wahl dieser Größe ist für den ganzen Leitungsbau bestimmend; es ist:

$$p = \frac{\text{Bruchfestigkeit}}{\text{gewünschte Sicherheit}}. \tag{149}$$

Der V. D. E. hat auch für die Beanspruchung der verschiedenen zum Leitungsbau benutzten Materialien bestimmte Vorschriften erlassen. Es sollen im ungünstigsten Falle mit einer Zugkraft von 12 kg/mm² massive Kupferleiter, 16 kg/mm² Kupferseile, 7 kg/mm² Aluminiumseile gespannt sein. Bei Verwendung anderen Materials soll die Zugspannung im ungünstigsten Belastungsfalle für massive Drähte ein Drittel, für Seile die Hälfte der Streckgrenze nicht überschreiten. Als Streckgrenze ist diejenige Zugspannung zu verstehen, die eine Minute lang auf das Material wirken kann, ohne eine mehr als 0,2% der Meßlänge betragende bleibende Dehnung zu erzeugen. Außerdem sollen die Drähte bei dem Festigkeitsversuche in Form eines ausgeprägten Fließkegels zerreißen.

[1]) G. Klingenberg: Verteilung elektrischer Energie über große Gebiete. ETZ. 1913, Heft 25:29.

In Tab. IV sind unter 10 die Werte p unter Berücksichtigung dieser Bedingungen angegeben.

Sollen bei Straßenüberführungen Schutznetze vermieden werden, so darf die Leitung bei:

Kupferseilen nur mit 12 kg/mm²,
Massivkupferleitungen nur mit 8 kg/mm²,
Aluminiumleitungen nur mit 5 kg/mm²,

bei anderen Materialien nur mit $^2/_3$ der oben genannten, sonst zugelassenen Beanspruchung verlegt werden[1]).

e) Berechnung des Durchhanges auf ebener Leitungsstrecke. Wird ein Draht zwischen zwei Stützpunkten gespannt, so ändert sich der Durchhang mit der Zugkraft, die auf ihn wirkt. Mit zunehmender Zugkraft also steigender Beanspruchung pro mm² Materialquerschnitt wird der Durchhang geringer und umgekehrt. Wie sich dieses Verhältnis ändert, und welche Faktoren dabei mitsprechen, soll nunmehr untersucht werden, und zwar wird des leichteren Verständnisses wegen von einem bestimmten Zustande ausgegangen.

Der mit irgendeiner Beanspruchung gespannte Leiter habe bei irgendeiner Temperatur und der Belastung nur durch sein Eigengewicht einen gewissen Durchhang. Ändert sich nun zunächst die Temperatur, so dehnt sich das Material aus, der Durchhang wird größer und die Beanspruchung p nimmt nach Gl. (142) ab. Da aber andererseits jedes Material eine gewisse Elastizität besitzt, so zieht sich dasselbe mit sinkender Spannung zusammen. Dadurch nimmt der Durchhang wieder etwas ab und die Beanspruchung zu. Es geht hieraus hervor, daß f und p von der jeweiligen Temperatur abhängen. Ähnliches gilt sinngemäß auch, wenn sich die Belastung der Leitung ändert, wenn also zu dem Eigengewichte noch zusätzliche Belastungen hinzutreten.

Um diese Verhältnisse näher zu untersuchen, aus denen erst hervorgeht, wann der größte Durchhang bzw. die stärkste Beanspruchung zu erwarten ist, wird davon ausgegangen, daß die Leitung in der Form einer Kettenlinie durchhängt. Für eine bestimmte Beanspruchung ist dann die Länge:

$$l = a + \frac{G^2 \cdot a^3}{24 \cdot p^2}, \tag{150}$$

bzw. für den ungünstigsten Fall, wenn also der Durchhang am kleinsten und die Beanspruchung am größten ist:

$$l_0 = a + \frac{G_0^2 \cdot a^3}{24 \cdot p_0^2}. \tag{151}$$

Steigt die Temperatur von t_0 auf t_1, so nimmt der Durchhang und damit die Drahtlänge zu und zwar um den Betrag:

$$l_0 \cdot \alpha \, (t_1 - t_0)$$

α = Koeffizient der Wärmeausdehnung (siehe Tab. IV). Dabei geht die Spannung von p_0 auf p_1 zurück, und die dadurch hervorgerufene

[1]) Normalien für Freileitungen mit Erläuterungen des V. D. E. gültig vom 1. I. 1914. Verlag von Julius Springer, Berlin.

Längenabnahme infolge der Zusammenziehung des elastischen Materials ist:

$$l_0 \cdot \beta \cdot (p_0 - p_1) .$$

Somit wird die gesamte Längenänderung bei der Temperatur t_1:

$$l_1 - l_0 = l_0 [\alpha (t_1 - t_0) - \beta (p_0 - p_1)]$$

oder mit Berücksichtigung der Gl. (151) und der dem Temperaturunterschiede entsprechenden Änderung der Leitungsbelastung von G_0 auf G_1:

$$\left(a + \frac{G_1^2 \cdot a^3}{24 \cdot p_1^2}\right) - \left(a + \frac{G_0^2 \cdot a^3}{24 \cdot p_0^2}\right) = l_0 [\alpha (t_1 - t_0) - \beta (p_0 - p_1)] . \quad (152)$$

Durch Umrechnung findet man, wenn man $\frac{l_0}{a}$ auf der rechten Seite der Gl. (152) $= 1$ setzt, was zulässig ist, ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen:

$$p_1 - \frac{G_1^2 \cdot a^2}{24 \cdot \beta \cdot p_1^2} = p_0 - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot \beta \cdot p_0^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t_1 - t_0) . \quad (153)$$

Aus dieser Gleichung läßt sich p_1 berechnen, wenn für G_0, G_1, die Temperaturen und p_0 bestimmte Werte angenommen werden (z. B. diejenigen nach den Vorschriften des V. D. E.), und mit p_1 ergibt sich dann aus Gl. (142) der neue Wert des Durchhanges. Will man dagegen anstatt p_1 unmittelbar den Durchhang f_1 erhalten, so geht die Gl. (153), da $p_1 = \frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f_1}$ und $\frac{G_1^2}{p_1^2} = \frac{64 \cdot f_1^2}{a^4}$ über in die Form:

$$\frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f_1} - \frac{8 \cdot f_1^2}{3 \cdot a^2 \cdot \beta} = p_0 - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot p_0^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t_1 - t_0) . \quad (154)$$

Die Gl. (153) und (154) sind die Grundgleichungen für die Berechnung von Freileitungen auf Beanspruchung und Durchhang. Will man die Änderung von p bzw. f innerhalb eines bestimmten Abschnittes der Änderung der Temperatur verfolgen, was jedenfalls stets zu untersuchen und für die Aufstellung von Montagekurven erforderlich ist, so sind die Gl. (153) und (154) in der Form zu schreiben:

$$t_1 = \frac{G_1^2 \cdot a^2}{24 \cdot \alpha \cdot p_1^2} - \frac{\beta}{\alpha} p_1 - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot \alpha \cdot p_0^2} + \frac{\beta}{\alpha} p_0 + t_0 , \quad (155a)$$

$$t_1 = \frac{8 \cdot f_1^2}{3 \cdot \alpha \cdot a^2} - \frac{\beta}{\alpha} \cdot \frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f_1} - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot \alpha \cdot p_0^2} + \frac{\beta}{\alpha} p_0 + t_0 . \quad (155b)$$

Diese Gleichungen gelten allgemein für jede Spannweite a. Für ein bestimmtes Material sind α und β bekannt; die Belastungen G_1 und G_0 müssen gewählt werden und zwar entsprechend den Temperatur- und Beanspruchungsverhältnissen t_1 und p_1 bzw. t_0 und p_0, d. h. z. B. soll G_0 = Materialgewicht + Zusatzlast (Wind oder Eis), das bei der Temperatur t_0 zu erwarten ist, die größte Beanspruchung $p_0 = p_{max}$ (Höchstbeanspruchung) hervorrufen. Dann ergibt sich aus Gl. (155a) bei Fest-

setzung eines anderen Belastungszustandes z. B. nur durch das Eigengewicht der Leitung $G_1 = G_m$ und einer geringeren Beanspruchung p_1 die Temperatur t_1, bei der p_1 auftritt. Für Gl. (155b) gilt ähnliches nur mit dem Unterschiede, daß an Stelle von p_1 hier der Durchhang gewählt wird.

In die Gl. (155a) und (b) sind einzusetzen:

G_0, G_1, G_m in kg pro cm² und lfd. cm, also in kg/cm³,
p_0, p_1, p_{max} in kg/cm²,
a und f in cm,
t_1, t_0 in ° C unter Berücksichtigung des Vorzeichens.

Welche Werte für G_0, $p_0 = p_{max}$ und t_0 der Rechnung zugrunde zu legen sind, bedarf natürlich sehr sorgfältiger Überlegungen, für die als allgemeine Gesichtspunkte bzw. Richtlinien die Erörterungen auf S. 125 bis 130 dienen mögen. Es sei aber hier nochmals ausdrücklich und wiederholt betont, daß neben diesen Angaben die Erkundigungen an Ort und Stelle in erster Linie ausschlaggebend sein müssen. So wird z. B. der ungünstigste Fall für die mechanische Beanspruchung der Leitungen im Hochlande oder an der Küste nach anderen Gesichtspunkten bestimmt werden müssen, als für Mitteldeutschland oder etwa für tropische Länder. In letzteren ist selten mit einer Eisbelastung und mit Temperaturen unter dem Gefrierpunkte, wohl aber mit höheren Windbelastungen zu rechnen als in Mitteleuropa. Dagegen werden z. B. an der norwegischen Küste neben stärkeren Stürmen auch größere Eisbelastungen zu erwarten sein.

29. Beispiel. Es soll festgestellt werden, welche Durchhänge bei verschiedenen Temperaturen ein Kupferseil von 95 mm² Querschnitt aufweist, das eine Spannweite von 200 m überbrückt. Die Höchstbeanspruchung von $p_{max} = 1600$ kg/cm² soll bei + 10° C und einer Zusatzlast durch Wind von 150 kg/m² auftreten.

Es sind demnach gegeben:

$G_1 = 0{,}009$ kg/cm²
$q = 95$ mm² $= 0{,}95$ cm²
$d = 12{,}6$ mm $= 1{,}26$ cm
$a = 200$ m $= 20\,000$ cm
$t_0 = +\,10°$ C
$p_{max} = 1600$ kg/cm²
$G_0 = G_{max} = G_1 \hat{+}$ Zusatzlast (geometrisch zu addieren)
Zusatzbelastung durch Wind $= 0{,}0015$ kg/cm³,
also: $G_0 = \sqrt{0{,}009^2 + 0{,}0015^2} = 0{,}0174$ kg/cm³.

Zur Lösung der Aufgabe wird die Gl. (155b) benutzt, die hier der bequemeren Übersicht wegen mit allen Zahlen angeführt werden soll. Wählt man zunächst den Durchhang $f = 400$ cm, so erhält man:

$$t_1 = \frac{8 \cdot 400^2}{3 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot 20\,000^2} - \frac{0{,}77 \cdot 10^{-6} \cdot 9 \cdot 10^{-3} \cdot 20\,000^2}{8 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot 400} - \frac{0{,}0174^2 \cdot 20\,000^2}{24 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{0{,}77 \cdot 10^{-6}}{17 \cdot 10^{-6}} \cdot 1600 + 10,$$

$$t_1 \cong -22° \text{ C}$$

und nach Gl. (142) die Beanspruchung:

$$p = \frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f} = \frac{9 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 400} = 1120 \text{ kg/cm}^2.$$

Diese Rechnung für andere Durchhänge aufgestellt ergibt:

f	t_1	p
400 cm	—22°	1120 kg/cm²
420 „	—13°	1070 „
440 „	— 4°	1020 „
460 „	+ 5°	975 „
480 „	+13°	935 „
500 „	+23°	895 „
520 „	+33°	865 „
540 „	+42°	830 „

Trägt man die so erhaltenen Werte in ein rechtwinkliges Koordinatensystem ein und verbindet die Punkte durch Kurven (Fig. 92), so kann man für alle Zwischenwerte der Temperatur die Durchhänge und Beanspruchungen ablesen.

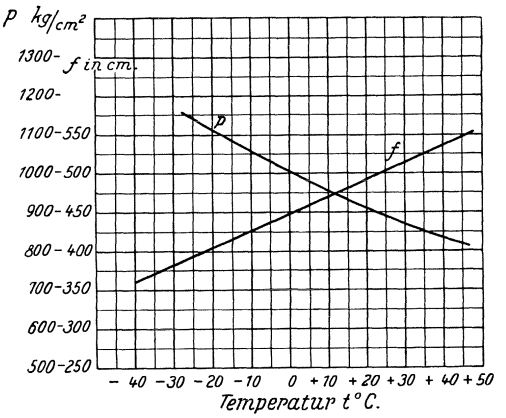


Fig. 92. Verlauf von Durchhang und Beanspruchung eines Kupferseiles bei verschiedenen Temperaturen (29. Beispiel).

Legt man den Berechnungen die Vorschriften des V. D. E. zugrunde, so sind damit die Grenzfälle bestimmt.

Die Vorschriften des V. D. E. lauten:

„Den Festigkeitsrechnungen ist das eine Mal eine Temperatur von —20° C ohne zusätzliche Belastung, das andere Mal eine Temperatur von —5° C und eine zusätzliche Belastung hervorgerufen durch Wind bzw. Eis zugrunde zu legen. Diese Zusatzlast ist hierbei gleich $(190 + 50 \cdot d)$ Gramm pro Meter Leitungslänge einzusetzen (siehe S. 127). In keinem dieser Fälle darf die Beanspruchung des Leitungsmaterials die auf S. 131 und in Tab. IV unter 10 angegebenen Werte überschreiten."

Liegen die Stützpunkte nicht auf gleicher Höhe, so gelten dieselben Grenzwerte mit der Maßgabe, daß unter Spannweite die Entfernung der Stützpunkte, horizontal gemessen, und unter Durchhang der Abstand zwischen der Verbindungslinie der Stützpunkte und der dazu parallelen Tangente an die Durchhangslinie, vertikal gemessen, verstanden wird.

Nach diesen Vorschriften müssen zwei Zustände der Festigkeitsberechnung zugrunde gelegt werden, bei denen die Höchstbeanspruchung des Leitermaterials nicht überschritten werden darf. Ist nun ein Draht so gespannt worden, daß er bei —5° C und Zusatzlast, also $G_0 = G_m + (190 + 50 \cdot d)$, eine Beanspruchung $p_0 = p_{\max}$ aufweist, und ändert sich G_0 z. B. dadurch, daß die Zusatzlast verschwindet, während die Temperatur auf —5° C bleibt, so nimmt die Beanspruchung auch ab. Sinkt dann aber die Temperatur unter —5° C auf —20° C, so steigt

die Beanspruchung wieder. Es muß also, wenn den Verbandsvorschriften entsprochen werden soll, untersucht werden, wann die Beanspruchung den größten Wert aufweist. Setzt man in Gl. 155:

$$p_1 = p_0 = p_{\max} ,$$

so geht dieselbe über in die Form:

$$\frac{1}{24}(G_m^2 - G_0^2)\frac{a_p^2}{p_{\max}^2} = (t_1 - t_0)\,\alpha ,$$

wobei:

$G_1 = G_m$ (reines Materialgewicht),

$a = a_p$ einer bestimmten Spannweite

zu setzen ist; daraus ergibt sich die sog. kritische Spannweite:

$$a_p = p_{\max}\sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (t_0 - t_1)}{G_0^2 - G_m^2}} \text{ cm}.$$

Diese kritische Spannweite ist für jedes Material und für jeden Leiterquerschnitt besonders zu berechnen, da $G_0 = G_m + (190 + 50\,d)$, also abhängig von dem Leiterdurchmesser. Für ein Hartkupferseil von 35 mm² wird a_p, wenn:

$$p_{\max} \text{ in kg/cm}^2 = 1600 \text{ kg/cm}^2,$$

$$G_0 = G_m + (190 + 50 \cdot d) \text{ in kg/cm}^3$$

$$= 0{,}0091 + \frac{(190 + 50 \cdot 7{,}6)}{0{,}35} \cdot 10^{-5} = 0{,}0253 \text{ kg/cm}^3,$$

$$G_m \text{ in kg/cm}^3 = 9{,}1 \cdot 10^{-3} ,$$

$$a_p = 1600\sqrt{\frac{24 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 20)}{0{,}0253^2 - 0{,}0091^2}} = 52{,}8 \text{ m}.$$

Durch besondere Berechnungen, die hier weniger interessieren, läßt sich nun beweisen, daß für alle Spannweiten, die unterhalb der kritischen Spannweite — wohlbemerkt ändert sich diese für jeden Leiterquerschnitt, anderes Material und andere Beanspruchungen $p_{\max}$ — liegen, die Maximalbeanspruchung bei $-20°$ C ohne Zusatzlast, und bei Spannweiten, die über der kritischen liegen, bei $-5°$ C und Zusatzlast eintritt[1]). Das ist auch aus den Tabellen ersichtlich, die vom V. D. E. für eine große Zahl von Aluminium- und Kupferleitungen bei verschiedenen Höchstbeanspruchungen für den Durchhang und die Gesamtbelastung bei verschiedenen Temperaturen zusammengestellt worden sind. Es erübrigt sich, auch hierfür noch ein Beispiel durchzurechnen.

f) Berechnung des Durchhanges auf geneigter Leitungsstrecke. Liegen die Befestigungspunkte der Leitung in verschiedener Höhe, so ist zunächst darauf zu achten, daß je nach dem Mastabstande der tiefste Punkt der Leitung unterhalb, auf gleicher Höhe oder über dem tiefsten Befestigungspunkte liegen kann. Das wird sofort klar, wenn man von

[1]) R. Weil: Beanspruchung und Durchhang von Freileitungen.

einer auf horizontaler Strecke gespannten Leitung ausgehend einen der Befestigungspunkte längs der Leitung verschiebt. Spannt man die Leitung AB (Fig. 93) an einem Zwischenpunkte c ab, der dem tiefer stehenden Maste entsprechen soll, so wird hinsichtlich des Durchhanges bzw. der Beanspruchung nichts geändert. Befindet sich nun der Punkt c rechts von der Mitte der Strecke AB nach c_1, so liegt jeder Durchhangspunkt höher als der Mastbefestigungspunkt. Wandert c bis in die Mitte der Strecke AB nach c_2, so sind beide Entfernungen gleich. Rückt schließlich c über die Mitte nach A (Punkt c_3), so ist der Abstand des tiefsten Punktes des Drahtes von der Erde kleiner als derjenige des Mastbefestigungspunktes.

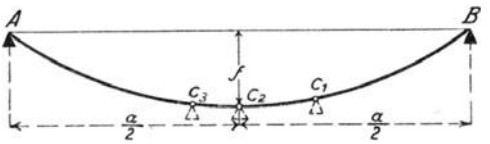


Fig. 93.

Auf diesen Umstand muß bei der Ermittelung der Masthöhe Rücksicht genommen werden und zwar in solchen Fällen, in denen ein bestimmter Leitungsabstand vom Erdboden oder z. B. von Schienenoberkante eines Gleises, bei Wasserflächen von einem höchsten Wasserstande (schiffbare Flüsse, Seen usw.) unbedingt einzuhalten ist.

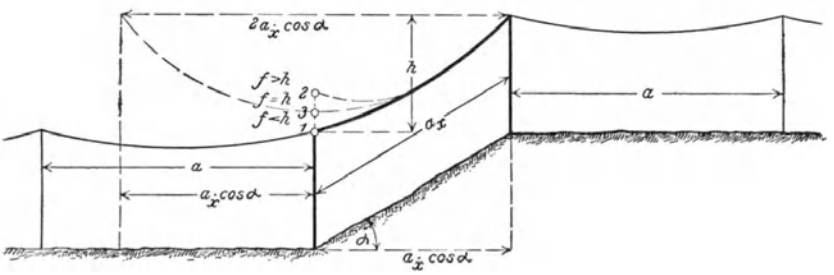


Fig. 94.

Um hierüber schnell Klarheit zu erhalten, geht man am zweckmäßigsten derart vor, daß man zunächst den Unterschied h in der Höhe der Befestigungspunkte feststellt. Das ist dann zumeist ohne Schwierigkeit möglich, wenn sich an die geneigte Leitungsstrecke zu beiden Seiten ebene Strecken anschließen (Fig. 94). Aber auch bei längeren geneigten Strecken, auf denen mehrere Maste zur Aufstellung kommen müssen, ist die Ermittelung der vertikalen Befestigungspunkt-Abweichungen nicht allzu schwer, wenn man sie zeichnerisch durchführt. Die Höhe sämtlicher Maste wird dabei als gleich angenommen, was aus praktischen Gründen zumeist zutrifft, um Masten gleicher Größe zu erhalten. Man errechnet dann den Durchhang der Leitung für einen gewünschten Belastungsfall und die höchstvorkommende Temperatur unter Zugrundelegung eines Mastabstandes $= 2 \cdot a_x \cdot \cos\alpha$, worin a_x den unmittelbaren Mastabstand und α den Winkel zwischen der Neigung und der Horizontalen bezeichnet. Ist der gefundene Wert für den Durchhang f kleiner

als der Höhenunterschied der Befestigungspunkte, so hängt die Leitung nicht unter dem unteren Befestigungspunkte durch. Ist dagegen f größer, so liegt der tiefste Punkt der Leitung unterhalb des tiefsten Befestigungspunktes. Ist schließlich $f = h$, so fallen beide Punkte zusammen, und dann gibt es keinen tieferen Durchhangspunkt. In Fig. 94 sind diese drei Fälle zur Darstellung gebracht.

Die Berechnung des Durchhanges geschieht in ähnlicher Weise wie bei horizontalen Strecken. Es sollen daher hier nur kurz die notwendigen Gleichungen angegeben werden, deren Ableitung an Hand des auf S. 133 Gesagten keine Schwierigkeiten mehr bietet.

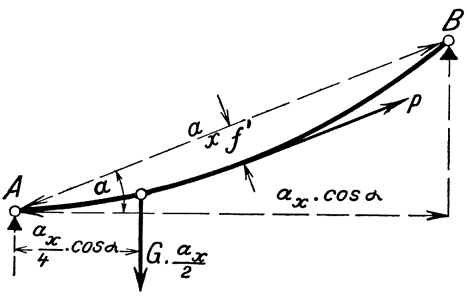


Fig. 95.

1. Fall. Es sei $f < h$ (Fig. 95).

Bezeichnet f' den Durchhang gemessen als senkrechten Abstand zwischen der Verbindungslinie der beiden Stützpunkte und der Tangente an die durchhängende Leitung im tiefsten Punkte parallel zur Verbindungslinie $\overline{AB}$, so ist für einen bestimmten z. B. den ungünstigsten Belastungsfall:

$$f'_0 = \frac{G_0 \cdot a_x^2 \cdot \cos\alpha}{8 \cdot p_0}, \tag{156}$$

und zwar aus der Momentengleichung gefunden ähnlich wie Gl. (142) für Fig. 88. Durch Umrechnung ergibt sich:

$$p_1 - \frac{G_1^2 \cdot a_x^2 \cdot \cos^2\alpha}{24 \cdot \beta \cdot p_1^2} = p_0 - \frac{G_0^2 \cdot a_x^2 \cdot \cos^2\alpha}{24 \cdot \beta \cdot p_0^2} - \frac{\alpha}{\beta}(t_1 - t_0). \tag{157}$$

Ganz allgemein ist hierbei noch zu bemerken, daß die Gl. (155) auch für diesen Fall ohne Bedenken angewendet werden können, wenn die Neigung etwa 12° nicht überschreitet, denn dann ist $\cos\alpha = 0{,}98$, also wird a_x nur 2% von der Spannweite auf gerader Strecke abweichen. Das ist aber belanglos, da die Leitung auf 2% genau weder in der Ebene noch auf geneigter Strecke gespannt werden kann. Der Durchhang darf aber nicht lotrecht gemessen werden, sondern es gilt für f' das oben Gesagte.

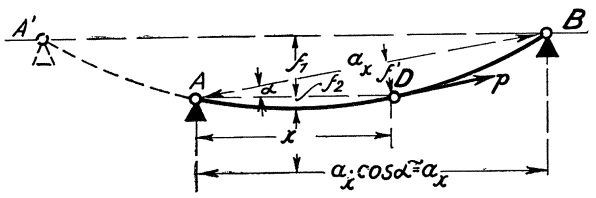


Fig. 96.

2. Fall. Ist $f > h$ (Fig. 96), hängt also die Leitung unter dem untersten Stützpunkte durch, was nur bei geringen Masthöhenunterschieden und kleinen Spannweiten vorkommt, so kann man hier ohne weiteres

den Mastabstand auf der geneigten Strecke gleich einem solchen für horizontale Strecke setzen, da $\sphericalangle \alpha$ kaum über 10° betragen wird ($\cos\alpha = 0{,}985$).

Für die Ermittlung des Durchhanges unterhalb des Stützpunktes findet man aus der Fig. 96:

$$f_2 = \frac{G \cdot x^2}{8 \cdot p},$$

wenn man sich die Leitung an den Punkten A und D befestigt denkt. Wäre dieser Draht an den Punkten A' um B aufgehängt, so ergäbe sich für den Durchhang:

$$f = f_1 + f_2 = \frac{G \cdot (2 \cdot a_x - x)^2}{8 \cdot p}.$$

Durch Umrechnung findet man:

$$x = a_x - \frac{2 \cdot f_1 \cdot p}{G \cdot a_x} \quad \text{oder} \quad x = \frac{a_x}{f'}\left(f' - \frac{f_1}{4}\right)$$

bzw.

$$f_2 = \frac{G}{8 \cdot p}\left(a_x - \frac{2 \cdot p \cdot f_1}{G \cdot a_x}\right)^2 \quad \text{oder} \quad f_2 = \frac{1}{f'}\left(f' - \frac{f_1}{4}\right)^2, \qquad (158)$$

worin f' aus der Gl. (156) zu ermitteln ist. Um also f_2 zu finden, ist p aus einer der Gl. (155) oder (157) festzustellen.

3. Fall. Ist $f = h$, so besteht keine Abweichung gegenüber dem 1. Fall. Es ist also hierfür die Gl. (156) zu benutzen.

10. Die Masten.

a) Allgemeine Gesichtspunkte. Als Masten kommen zur Verwendung:

a) Holzmasten (einfache und zusammengesetzte Form),
b) eiserne Röhren-, Flach- und Gittermasten,
c) Fachwerkmasten (Stahltürme),
d) Betonmasten,

und zwar ist die Wahl des Mastenmaterials[1]) zu treffen nach der Länge und der Bedeutung der Fernleitungen (Hauptlinien, Nebenlinien), der Gelände- und Bodenbeschaffenheit und den klimatischen Verhältnissen (Hitze, Wind, Schnee, Eis), während für die Mastformen d. h. die Ausführung als einfache oder zusammengesetzte, flache oder quadratische Masten usw. maßgebend sind der Mastabstand (Spannweite), die Zahl und der Querschnitt sämtlicher Leitungen einschließlich der Blitzschutzdrähte und Prelldrähte und der Standort des Mastes in der Linienführung (Trag-, Eck- und Abspannmast).

Die folgenden Ausführungen erstrecken sich nur auf Angaben über die Formen und den allgemeinen Verwendungszweck der einzelnen Mast-

[1]) F. G. Baum: Wirtschaftliche Gesichtspunkte beim Entwurf und Bau elektrischer Kraftübertragungsanlagen. Proc. of the Am. Inst. El. Eng., Bd. 26, 1907, S. 743 und ETZ. 1909, Heft 5, S. 113.

arten, während auf die Materialbeanspruchung und die Berechnung im 13. Kap. und die Traversen bzw. Isolatorbefestigungsarten im 12. Kap. näher eingegangen wird.

Bevor zur Besprechung der unter a) bis d) genannten Mastarten übergegangen wird, sollen wiederum einige Bemerkungen allgemeiner Natur eingeschaltet werden.

Es ist selbstverständlich, daß Holzmasten insbesondere in solchen Gegenden, wo sie leicht und in guter Qualität beschafft werden können, nicht unerheblich billiger sind als Eisen- oder Betonmasten. Sind aber die Bodenverhältnisse ungünstig, und kommen große Spannweiten zur Anwendung, dann ist bei der Benutzung von einfachen Holzmasten nicht allein die Betriebssicherheit der Fernleitung im einzelnen gefährdet, sondern es können unter Umständen beim Bruch eines Mastes größere Betriebsstörungen dadurch hervorgerufen werden, daß durch die plötzliche Überlastung der dem gebrochenen Maste benachbarten Masten noch mehrere Holzmasten ebenfalls zum Bruch kommen.

Wohin übermäßige Belastung von Holzmasten führen kann, geht aus den häufig in den Zeitschriften zu findenden Mitteilungen über Gestängeunfälle namentlich infolge von Schneestürmen, Erdbewegungen u. dgl. hervor. Über einen solchen unangenehmen Massenbruch von Holzmasten einer der üblichen Leitungen Amerikas berichtet die Electrical World[1]) aus Nashville, einer bedeutenden Stadt des amerikanischen Südstaates Tennessee. Von unbekannter Hand war eine Weiche mittels Holzkeils festgelegt worden. Der schwere elektrische Straßenbahnwagen der Nashville Ry. and Light Co. konnte sie daher nicht aufschneiden, entgleiste und fuhr mit großer Gewalt in den benachbarten Holzmast, welcher mit Telephon- und Telegraphendrähten und Starkstromleitungen, besonders aber zehn schweren Bleikabeln der Telephongesellschaft übermäßig belastet war. Der Mast brach und sein Bruch verursachte das unmittelbar darauf folgende Brechen von 60 weiteren Masten, wobei rund 4500 Leitungen außer Betrieb gesetzt wurden, darunter die Feueralarmleitungen und etwa 1500 Starkstromleitungen einschließlich derjenigen der Reihenschlußbogenlampen der Straßenbeleuchtung der Stadt. Wenn auch in Deutschland derartig belastete Masten nicht anzutreffen sind, so zeigt das Beispiel aber doch, daß nach dieser Richtung, wenn also Holzmasten mehrere Leitungen zu tragen haben, große Vorsicht zu üben ist.

Ähnlich umfangreiche Störungen sind bei eisernen Masten nicht zu befürchten, und auch die Versuche mit Betonmasten haben, soweit ein einigermaßen abschließendes Urteil schon heute über diese letztere Mastart gefällt werden kann, recht günstige Werte hinsichtlich der Biegungsfestigkeit ergeben.

Als Grundsatz für die Auswahl des Mastmaterials sollte daher gelten, daß zunächst die technische Seite und dann erst die finanzielle Seite in Rücksicht zu ziehen ist, denn die Kosten für den Umbau einer Strecke, wenn er auch in größeren Zeitabschnitten vorgenommen

[1]) El. World 23. XII. 1909, S. 1505.

werden würde, stellen sich in jedem Falle höher, als wenn die Leitungsanlage von vornherein hinsichtlich der Masten richtig und zweckentsprechend ausgeführt worden wäre.

b) Die Holzmasten. Als Material für Holzmasten wählt man in Europa in der Hauptsache Nadelholzstämme und zwar Kiefer, Rottanne, Fichte, Weißtanne und Lärche, in Amerika am häufigsten Zeder, Kastanie (auch in Italien und Spanien), Zypresse, Wacholder und Pinie, daneben aber auch Kiefer. Eiche kommt wegen des hohen Preises nicht zur Verwendung. Eichenstämme sind zumeist auch so unregelmäßig gewachsen, daß sie als Freileitungsmaste nicht schön wirken. Ferner besitzen sie oft viele Risse in der Faserrichtung (sog. Luftrisse), die durch eingedrungenes Wasser beim Frosteintritt weiter auseinandergetrieben werden, wodurch die Festigkeit des Mastes vermindert wird. Außerdem wird in diesen Spalten das Ansammeln und gedeihliche Fortentwickeln von fäulniserregenden Pilzen gefördert, was natürlich auf die Lebensdauer der Stämme nachteilig einwirkt.

Die Stangen sollen schlank und gerade gewachsen[1]) sein und keine Astlöcher enthalten. Ferner müssen sie gesunde Kronen (völlig geschlossene Zopfenden) besitzen und dürfen nicht den sog. Drehwuchs aufweisen, d. h. in der Längsrichtung spiralförmig gewachsen sein, weil beim Austrocknen der Stangen selbst nach ihrer Aufstellung in der Leitungsanlage die Drehung weiter fortschreitet und die Leitungen bzw. die Isolatoren besonders dann, wenn die Stützen der letzteren in den Mast eingeschraubt sind (Fig. 132) mit der Zeit unzulässig beansprucht werden. Es kann diese Erscheinung zu Störungen auf der Strecke Veranlassung geben.

Stämme, die in hohen Gebirgsgegenden gewachsen sind, genießen wegen ihrer größeren Festigkeit, Widerstandsfähigkeit und Elastizität den Vorzug. Als günstigste Fällzeit gelten die Wintermonate (November bis März), weil dann das Holz außer Saft ist.

Die Holzmasten auch aus völlig gesundem Material sind in der Mehrzahl der Fälle im roh en Zustande, d. h. nur geschält, nicht brauchbar, weil sie schon nach kurzer Zeit durch die Tätigkeit von Bakterien und Pilzen zu faulen beginnen, und zwar in erster Linie natürlich am Mastfuße und dort, wo der Mast aus dem Erdreich heraustritt. Sie werden daher nur dort benutzt, wo sie leicht und billig zu beschaffen sind. Um diesem Übelstande zu begegnen, imprägniert man die Masten. Es sind hierfür eine große Zahl von Verfahren[2]) im Gebrauch, von denen

[1]) Zur Beurteilung des geraden Wuchses von Holzstangen kann die Telegraphen-Bauordnung als Anhalt dienen, die vorschreibt, daß die Verbindungslinie zwischen den Mittelpunkten der Hirnflächen des Stamm- und Zopfendes nirgends außerhalb des Stammes fallen darf.

[2]) Die Bedeutung der Holzkonservierungsfrage beim Bau von Überlandzentralen. Vortrag von Seidenschnur im Dresdener Bezirksverein deutscher Ingenieure, 23. III. 1911. ETZ. 1912, Heft 8, S. 200, und Heft 9, S. 222. — Christiani: Über die Gebrauchsdauer und den Gebrauchswert hölzerner Telegraphenstangen. Archiv f. Post u. Telegraphie, Nr. 16, 1905, und Nr. 8, 1911. — Perlewitz: Die Konservierung hölzerner Maste für elektrische Leitungen. ETZ. 1910, Heft 36, S. 913. — Konservierung hölzerner Leitungsmaste. E. u. M. 1910, Bd. 28, S. 173.

indessen nur die heute jedenfalls in Deutschland fast ausschließlich benutzten Erwähnung finden sollen. Das allerdings einfachste, aber auch gleichzeitig das unzuverlässigste Mittel, die Masten in rohem Zustande mit fäulniswidrigen Stoffen zu streichen (Teeröl, Karbolineum), ist heute selbst für Stämme in Niederspannungsanlagen vollständig verlassen worden.

Es kommen als Konservierungsformen in Betracht die Tränkung mit Kupfervitriol, Quecksilbersublimat und Teeröl. Die Reichstelegraphenverwaltungen haben nicht nur mit Stangen, die nach diesen Verfahren behandelt worden sind, langjährige, sehr genaue Untersuchungen angestellt, sondern haben auch anders präparierte Maste beobachtet, und dabei festgestellt, daß die Behandlung mit Quecksilbersublimat und Teeröl die längste Lebensdauer ergibt.

Das Kupfervitriolverfahren. Dasselbe ist von dem französischen Arzte Boucherie angegeben worden und besteht darin, daß eine 1,5 proz. Kupfervitriollösung unter Druck in den Stamm eingetrieben wird. Der Stamm wird solange getränkt, bis der ganze Saft durch das Kupfervitriol verdrängt worden ist. Es kann nur frisch geschlagenes Holz verwendet werden, da bei längerer Lagerung desselben das Verfahren unbenutzbar wird. Infolgedessen muß das Konservieren möglichst am Schlagort vorgenommen werden.

Im Reichstelegraphenbau sind die mit Kupfervitriol behandelten Masten bisher in überwiegender Zahl zur Anwendung gekommen. Indessen hat die sehr sorgfältig geführte Statistik über den Abgang der Stangen infolge Abfaulens der Mastfüße ergeben, daß dieses Verfahren gegenüber den beiden anderen obengenannten so schlechte Ziffern über die Lebensdauer aufwies, daß man die Benutzung desselben heute fast vollständig aufgegeben hat.

Die Nachteile der Kupfervitrioltränkung liegen in folgendem: Das Kupfervitriol spaltet wie alle Metallsalze allmählich, besonders aber in Berührung mit Eisen freie Säuren ab, die zerstörend auf die Holzfaser und die Befestigungsmittel der Isolatoren wirken und mit der Zeit ein Lockern der in den Mast eingeschraubten Isolatorstützen zur Folge haben, sowie das Eisen selbst angreifen. Ferner erleidet Kupfervitriol durch die Bodenbestandteile Veränderungen, die seine konservierende Wirkung besonders in kalkhaltigem Boden und bei Anwesenheit kohlensäurehaltigen Wassers fast gänzlich aufheben. Schließlich ist dieses Tränkungsmittel in Wasser sehr leicht löslich, woraus der Übelstand entspringt, daß die atmosphärischen Niederschläge dasselbe mit der Zeit aus den Masten auswaschen.

Das Quecksilbersublimatverfahren (Kyanisieren) wird neuerdings neben der Teerölbehandlung vorzugsweise benutzt und ist unter dem Namen „Kyanisieren" bekannt (nach dem Erfinder desselben, Kyan). Das Quecksilbersublimat(chlorid) weist von allen zur Holzimprägnierung verwendeten Metallsalzen die stärkste antiseptische Wirkung auf. Da dasselbe aber Metalle sehr stark angreift, kann ein künstliches Einpressen dieser Metallsalzlösung in den Holzstamm nicht vor-

genommen werden. Die Konservierung geschieht vielmehr in der Form, daß die Maste etwa 10 Tage lang in eine $^2/_3$proz. wässerige Lösung von kaltem Quecksilbersublimat gelegt und dann 4÷6 Wochen an der Luft getrocknet werden, um das eingedrungene Wasser wieder zur Verdampfung zu bringen.

Die Vorzüge dieses Verfahrens bestehen darin, daß alle Holzarten benutzt werden können so in erster Linie die Tanne, die sich ihres schlanken und schönen Wuchses wegen besonders für den Bau von Freileitungen eignet. Es sind daher vorwiegend in Süddeutschland kyanisierte Stangen im Gebrauch. Wie die Zahlen der Tab. VIII, S. 146, über wirtschaftliche Werte imprägnierter Holzmaste erkennen lassen, sind kyanisierte Maste im Gewicht leichter als die mit Teeröl behandelten,



Fig. 97. Kyanisierte Kiefer.



Fig. 98. Kyanisierte Tanne.

was dann wohl zu beachten ist, wenn es sich wie doch zumeist bei größeren Kraftübertragungsanlagen um erhebliche Stückzahlen und längere Transportwege handelt. Ob die Lebensdauer der kyanisierten Stangen kürzer ist, als die der mit Teeröl getränkten, steht heute noch nicht einwandsfrei fest, und infolgedessen wird der projektierende Ingenieur bei dem Vergleiche der Offerten mehr auf den Preis frei Verwendungsstelle zu sehen haben, die Lebensdauer dagegen gleichlang annehmen.

Die Nachteile der Quecksilbersublimatbehandlung äußern sich in erster Linie darin, daß die Tränkungsflüssigkeit nur wenige Millimeter tief in den Mast eindringt, wie das die Fig. 97 und 98 erkennen lassen. Außerdem kann nur vollständig trockenes Holz benutzt werden, das zudem noch möglichst viele Luftrisse aufweisen muß, um das Eindringen der Konservierungsflüssigkeit zu erhöhen.

Daß sich ferner das Quecksilbersublimat vollständig immun gegen Veränderungen durch die Bodenbestandteile verhält und auch durch Feuchtigkeit nicht aus dem Stamm ausgelaugt wird, erscheint neuerdings zweifelhaft geworden zu sein, denn man versieht die Mastfüße

kyanisierter Stangen jetzt noch mit einem besonderen Schutzmittel, um einer frühzeitigen Zerstörung durch Fäulnis vorzubeugen. So benutzt z. B. die Firma Gebr. Himmelsbach ein ihr patentiertes Mittel, den sog. „Stockschutz", der sich, soweit Erfahrungen zurzeit schon vorliegen, recht gut bewähren soll. Dieser Stockschutz ist aus lauter antiseptischen Stoffen zusammengesetzt und umgibt den Mastfuß in der gefährdeten Zone mit einem undurchdringlichen Mantel. Selbstverständlich ist beim Hantieren mit derartigen Masten größte Vorsicht geboten, damit beim Abladen und Einsetzen der Stangen der Schutz nicht verletzt und dann unwirksam gemacht wird. Außerdem wird der Preis der Masten und ihr Gewicht erhöht, so daß nach dieser Richtung der auf S. 143 erwähnte Unterschied gegenüber teerölgetränkten Masten kaum mehr besteht. Dann aber ist jedenfalls dem letzteren Imprägnierungsverfahren der Vorzug zu geben, wenn nicht auf besonders schönes Aussehen der Masten Wert gelegt und demnach die Tanne gewählt wird.

Das Teerölverfahren (Kreosotieren). Bei dieser Tränkungsart kommt Kreosotöl (Steinkohlenteeröl) zur Verwendung. Dieses Konservierungsmittel besitzt in hohem Grade eine Pilze und Bakterien tötende Eigenschaft, durchdringt das Holzgewebe verhältnismäßig leicht und verharzt in demselben. Ferner geht dasselbe keine Verbindung mit Bestandteilen des Bodens ein, so daß seine antiseptische Wirkung erhalten bleibt, und es greift auch Metallteile nicht an (kein Lockern von Isolatorstützen).

Diese Vorzüge wurden schon frühzeitig erkannt, indessen ergab die zuerst benutzte Volltränkung der Masten mit Teeröl insofern ungünstige Resultate, als für 1 cbm Holz etwa 325 kg Kreosot notwendig waren, deren Beschaffung allein einen Kostenaufwand von 15÷20 M. ausmachte. Außerdem aber erschwerte auch das lästige Herausquellen des Teeröles aus den vollgesättigten Stangen die Hantierung und das Aufstellen der Masten und verbot deren Benutzung in bewohnten Orten, um so mehr, als es auch nicht möglich war, diese Stangen mit einem Ölfarbenanstrich zu versehen.

Erst neuerdings und zwar nach Erfindung des Sparverfahrens hat diese Tränkungsform mehr und mehr das Feld erobert, und sie gilt heute als die beste aller Imprägnierungsarten.

Die Bedeutung des Sparverfahrens liegt darin, daß mit einer verhältnismäßig geringen Menge Teeröl eine vollständig befriedigende Konservierung des Holzes erreicht wird und die vorher erwähnten Übelstände beseitigt werden. Wissenschaftliche Untersuchungen haben ergeben, daß nach Beendigung des Imprägnierungsprozesses für 1 cbm Kiefernholz nur etwa 50÷60 kg Teeröl erforderlich sind. Dadurch sind naturgemäß der Preis und das Gewicht der Masten ganz erheblich gesunken.

Nur kurz sei das Sparverfahren nach Rüping, wie es von Gebr. Himmelsbach, Freiburg i. Bad. und den Rütgerswerken, Berlin, zur Anwendung gebracht wird, erläutert: Die Masten, die sich in lufttrockenem Zustande befinden müssen, werden in größerer Zahl in einen

eisernen Zylinder (Imprägnierzylinder) gebracht und dort zunächst einem Luftdruck von etwa 4 Atm. ausgesetzt. Dann erfolgt unter steigendem Druck das Einlassen des erhitzten Teeröles in den Kessel und das Eindrücken in das Holzgewebe. Sobald von diesem eine bestimmte Menge Öl aufgenommen worden ist, wird der Flüssigkeitsdruck aufgehoben und das Öl alsdann abgelassen. Beim Aufhören des Flüssigkeitsdruckes treibt die zu Beginn des Verfahrens in die Hölzer eingepreßte Druckluft die Imprägnierungsflüssigkeit, soweit sie nicht von den Zellenwänden aufgesaugt worden ist, wieder heraus, so daß nur jene Menge Öl zurückbleibt, die tatsächlich zum Durchtränken erforderlich ist. Zur Beschleunigung des Heraustretens des überschüssigen Teeröls wird zum Schluß des Vorganges das Holz einige Zeit unter Vakuum gesetzt.

Wie sehr sich eine kyanisierte von einer kreosotierten Kiefernstange unterscheidet, zeigen deutlich die Fig. 97 und 99. Die von den Zellwänden aufgesaugte Teerölmenge bleibt nunmehr vollständig im Holze und kann auch nicht mehr durch Tageswässer ausgelaugt werden. Außerdem ist es möglich, solche Stangen mit einem Farbanstrich zu versehen, wenn sog. Chromanilinfarben benutzt werden.

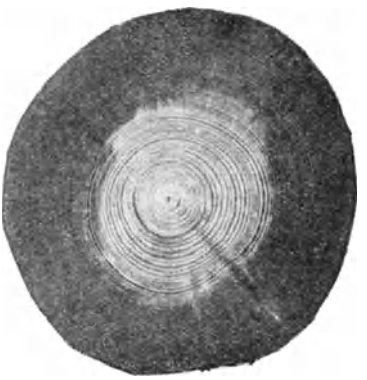


Fig. 99. Kiefer mit Teeröl imprägniert, nach Rüping.

Das Rüpingsche Sparverfahren hat in der kurzen Zeit seit seiner Erfindung eine außerordentlich große Verbreitung gefunden. Insbesondere wird es neuerdings auch von der deutschen Reichspostverwaltung zur Bearbeitung von Leitungsmasten in umfangreichem Maße angewendet.

Ein Mißstand haftet aber dem Rüpingschen wie überhaupt allen anderen Sparverfahren insofern an, als sie nur bei einer einzigen Nadelholzart Anwendung finden können und zwar bei der Kiefer. Fichten und Tannen dagegen, die nicht zu den Kernhölzern wie Kiefer und Lärche, sondern zu den Reifhölzern gehören, bei welchen der Kern vom saftführenden Splinte nicht zu unterscheiden ist, setzen dem Eindringen von Imprägnierungsflüssigkeit infolge ihrer anatomischen Beschaffenheit einen so großen Widerstand entgegen, daß ihre Imprägnierung auf diese einfache Art ausgeschlossen erscheint.

Wenn von dem weniger geraden Wuchs der Kiefer abgesehen wird, so ist zu empfehlen, nur kreosotierte kieferne Stangen zu verwenden, zumal die Festigkeitszahlen (siehe S. 239) in bezug auf Druck und Biegung auch etwas günstiger sind als z. B. bei Fichte. Allerdings ist Fichten- und Tannenholz im Preise billiger als Kiefer, was indessen nach dem auf S. 140 als Grundbedingung für die Auswahl des Mastenmaterials aufgestellten Satze keine allein ausschlaggebende Rolle spielen sollte.

Schließlich sei noch erwähnt, daß man neuerdings auch versucht hat, andere Holzarten also in erster Linie Tannen und Fichten vollständiger als durch die einfache Tränkung mit Teeröl zu imprägnieren. So haben die ungarischen Ingenieure Haltenberger und Berdenich ein Verfahren angegeben, das darauf beruht, besonders den Mastfuß durch das Eintreiben spitzer Nadeln auf eine Tiefe von etwa 20÷25 mm gewissermaßen aufzuschließen, um dem tieferen Eindringen des Teeröles den Weg zu öffnen. Dieses Durchlöchern (nicht anbohren) schwächt den Mastfuß in seiner mechanischen Festigkeit nicht, wie Versuche ergeben haben. Indessen liegen bislang Ergebnisse aus der Praxis hinsichtlich der Lebensdauer solcher perforierter Maste mit Teerölimprägnierung noch nicht in ausreichendem Umfange vor, so daß weiter auf dieses Verfahren einzugehen nicht erforderlich erscheint.

Über die Lebensdauer der nach den drei Tränkungsverfahren imprägnierten Holzmasten und sonstige wirtschaftliche Werte hat der Geh. Oberpostrat Christiani an Hand des statistischen Materials der Reichstelegraphenverwaltung sehr eingehende Untersuchungen angestellt, die nach den neuesten Veröffentlichungen in der Tab. VIII zusammengestellt sind. Statistische Aufzeichnungen über den Stockschutz liegen, wie bereits auf S. 144 erwähnt, bis heute noch nicht vor. Dieses Zusatzmittel ist daher in der Tab. VIII nicht berücksichtigt worden.

Tabelle VIII.

Berechnung des wirtschaftlichen Wertes verschieden imprägnierter Holzmasten.

Zubereitungsart mit	Gebrauchsdauer einer Stange	Auf 1 Festmeter entfallen Kosten für			Mithin entfallen auf 1 Festmeter und 1 Gebrauchsjahr
		Anschaffungspreis	Fracht und Aufstellung	Zusammen	
	Jahre	M.	M.	M.	M.
Kupfervitriol	13,4	31,87	20,—	51,87	3,87
Teeröl	22,3	39,99	25,—	64,99	2,91
Quecksilbersublimat	14,5	34,83	20,—	54,83	3,85
nicht zubereitet	für Fichte und Kiefer 7,9 für Lärche, Kastanie und Zeder 10	20,80	20,—	40,80	5,17

Die Zahlen dieser Tab. VIII sind aber natürlich nur Durchschnittswerte, da die Lebensdauer von der Bodenbeschaffenheit (z. B. feuchter humushaltiger Sandboden und Waldboden sind sehr ungünstig), von sonstigen klimatischen Verhältnissen, den Abmessungen, sowie von der

Art, dem Alter und den Wachstumsverhältnissen der Hölzer beeinträchtigt wird. Auch die für Fracht und Aufstellung in Ansatz gebrachten Preise werden von Fall zu Fall einer Nachprüfung unterzogen werden müssen. Immerhin aber bieten die Zahlen, die auf Grund mehr als fünfzigjähriger Beobachtungen an mehreren Millionen Stangen aufgestellt worden sind, ein gutes Material für die Projektierungsarbeiten und Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Die Holzmasten haben in jüngster Zeit recht ausgedehnte Anwendung im Bau von Starkstromleitungen gefunden, und zwar sind hier in erster Linie die Überlandzentralen zu nennen, die ihre Mittelspannungsnetze (siehe I. Bd., S. 198) fast durchweg mit Holzmasten ausbauen. Auf Hauptstrecken mit Spannungen über etwa 40 000 Volt ist es dagegen vorteilhafter, die allerdings etwas teueren Eisen- oder Betonmasten aufzustellen und zwar aus dem Grunde, weil sonst die Spannweiten infolge der geringen Biegungsfestigkeit der Holzmasten verhält-

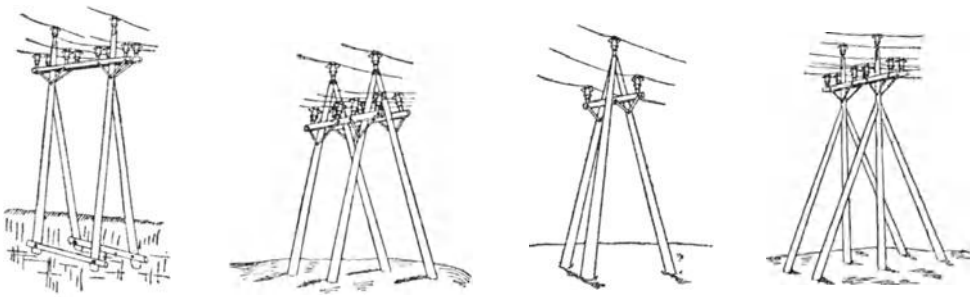


Fig. 100—103. Zusammengesetzte Holzmasten.

nismäßig gering gewählt werden müssen, die Zahl der Isolatoren bei ausgedehnteren Fernleitungen infolgedessen sehr groß wird, und dadurch die Fehlerquellen — denn als solche sind in erster Linie die Isolatoren anzusprechen — recht unerwünscht vermehrt werden. Außerdem kommt hinzu, daß bei sehr hohen Spannungen die Isolatoren ihres großen Gewichtes wegen und mit Rücksicht auf den Abstand der einzelnen Leitungen voneinander von einfachen Holzmasten nicht mehr getragen werden können. Man muß dann besondere Holzkonstruktionen (Fig. 100 bis 103) anwenden (mehrere Masten zusammengesetzt), die im Preise in der Regel nicht billiger sind als Masten aus besserem Material. Über den zulässigen Mastabstand a bei Holzmasten nach den Vorschriften des V. D. E. ist bereits auf S. 130 gesprochen worden.

In sehr heißen Gegenden (Tropen) sind Holzmasten im allgemeinen darum nicht geeignet, weil sie trotz ihrer Austrocknung in der Fabrik doch noch weiter zusammentrocknen, rissig werden und dann an Festigkeit und Widerstandsfähigkeit gegen Fäulnis verlieren. Auch z. B. auf das Vorhandensein von Ameisen längs der Leitungsstrecke ist in tropischen Gegenden Rücksicht zu nehmen, durch die unter Umständen gleichfalls eine frühzeitige Zerstörung herbeigeführt werden kann. Für

ausgedehntere Starkstromleitungen sind daher in tropischen Gebieten Holzmasten nicht zu empfehlen. Schließlich ist für solche Gegenden Vorsicht in der Benutzung von Holzmasten auch bei Teerölimprägnierung geboten, in denen ein besonders häufiger und heftiger Wechsel im Feuchtigkeitsgehalt des Bodens, sowie der Feuchtigkeit der Luft auftritt.

Die Abmessungen der in Deutschland benutzten Holzmasten schwanken zwischen 8,5 und 14 m Länge und 14÷19 cm Zopf. Über die Zopfstärken nach den Vorschriften des V. D. E. sind bereits auf S. 130 Angaben gemacht worden. Auf die Festigkeitsberechnung der Holzstangen, deren Fußdurchmesser usw. wird im 13. Kapitel eingegangen. Zum Vergleiche mit deutschen Verhältnissen sind in Tab. IX die Abmessungen von Holzmasten zusammengestellt, wie sie in Amerika üblich sind und zwar für Zeder, Wacholder und Weißkastanie.

Tabelle IX.

Abmessungen von amerikanischen Holzmasten.

Länge a in m	Mastfuß b in m	Zeder				Wacholder				Weißkastanie			
		d_1 cm	d_2 cm	d_1 cm	d_2 cm	d_1 cm	d_2 cm	d_1 cm	d_2 cm	d_1 cm	d_2 cm	d_1 cm	d_2 cm
7,5	1,5	18	25	20	27	18	23	20	27	18	22	20	24
9,0	1,7	18	27	20	29	18	26	20	28	18	24	20	27
10,5	1,7	18	31	20	31	18	28	20	32	18	27	20	30
12,0	1,8	18	34	20	35	18	32	20	35	18	30	20	34
13,5	2,0	18	36	20	38	18	36	20	39	18	34	20	37
15,0	2,1	18	39	20	40	18	38	20	41	18	37	20	39
16,5	2,3	18	43	20	44	18	40	20	43	18	40	20	41
18,0	2,5	18	46	20	49	18	45	20	46	18	41	20	43
19,5	2,6	18	51	20	53	18	51	20	53	18	45	20	47

Der Durchmesser d_2 ist gemessen in etwa 1,8 m Abstand vom Fußende (Fig. 104).

Sind durch die Geländeverhältnisse größere als auf S. 130 angegebene Mastabstände und infolgedessen höhere Masten erwünscht oder müssen z. B. an Winkelpunkten, in Kurven u. dgl. stärkere Masten gewählt werden, dann sind wiederum gekuppelte oder zusammengesetzte Masten, entweder zwei Maste aneinander oder sog. A-Formen (Fig. 105) und Holzrahmenkonstruktionen zu verwenden, wie sie in Fig. 100 bis 103 abgebildet sind. Besonders häufig sind in Deutschland die aus zwei Stangen gebildeten A-Masten nach Fig. 105 anzutreffen, bei deren Anwendung man Spannweiten bis zu 120 m und darüber vorfindet[1]),

[1]) Die A. E. G. hat A-Masten bei Spannweiten bis 120 m in den Leitungsnetzen der Talsperre Marklissa-Mauer (10 000 und 20 000 Volt) und des E. W. an der Pleiße (30 000 Volt) benutzt. Von den S. S. W. ist u. a. eine Strecke bei Osnabrück mit 80 m Spannweite, A-Masten und zwei Drehstromleitungen mit je 25 mm² Kupferseil gebaut worden.

wenn es sich um Leiterquerschnitte nicht über 16 mm² handelt. Neuerdings werden die A-Masten mit Querhölzern im Boden ausgerüstet, um ein gegenseitiges Verschieben der beiden Stangen zu verhüten. Die Mastzusammensetzungen nach Fig. 100 bis 103 sind in Deutschland nicht gebräuchlich. Man trifft sie indessen häufig bei den amerikanischen Kraftübertragungsanlagen in solchen Gegenden, wo Wälder mit gutem und geeignetem Holzbestande in unmittelbarer Nähe sind, und daher der Transport von Eisenmasten oder des Materials für die

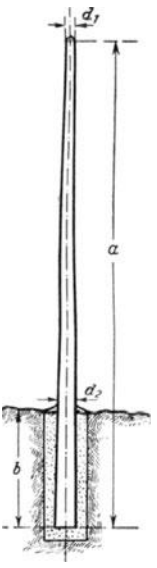


Fig. 104.

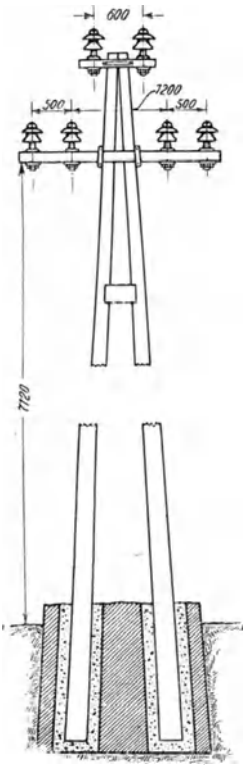


Fig. 105. Holzmast in A-Form (Doppelgestänge).

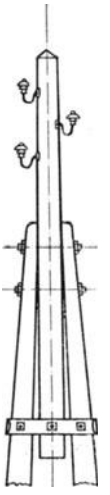


Fig. 106. Holzmast in A-Form mit Aufsatzstück.

Herstellung von Betonmasten zu teuer ist. Selbst bei rohen Stangen wird in Deutschland eine solche Holzkonstruktion nach Fig. 100 bis 103 teuerer als ein Mast aus besserem Material (Eisenbeton). Müssen besonders hohe Masten zur Aufstellung kommen, dann benutzt man in der Regel ebenfalls zusammengesetzte Holzmasten nach Fig. 106, die an der Stelle des gefährlichen Querschnittes (in der Nähe des Mastfußes) naturgemäß größere Sicherheit besitzen als einfache Holzstangen. Man kann hierbei kurze Holzstämme als Mittelstück einfügen und vermeidet dadurch die Beschaffung ungewöhnlich hoher und damit besonders teuerer Masten.

Die Fundamentierung von Holzmasten (siehe auch S. 249) richtet sich nach den Bodenverhältnissen und dem Standorte in der Linienführung und zwar insofern, ob es genügt, den Mast glatt in den Boden einzusetzen, oder ob es sich empfiehlt, an dem in den Boden zu versenkenden Mastteil einen oder mehrere Knüppel, Bleche u. dgl. anzulegen, um die Standfestigkeit zu erhöhen (Fig. 100). Die Knüppel müssen natürlich ebenfalls imprägniert sein.

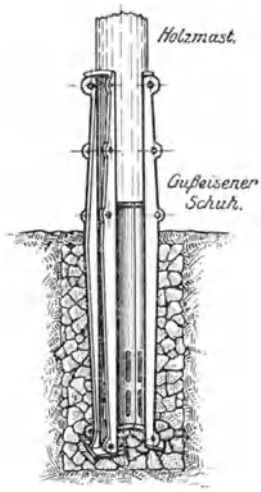
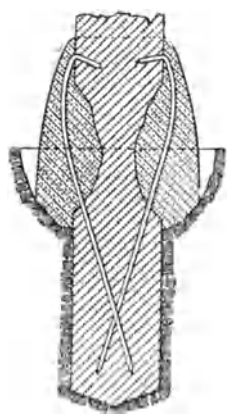


Fig. 107. Eiserner Klemmschuh für Holzmasten.

Wo mit Überschwemmungen zu rechnen ist und die Gefahr des Aus- bzw. Unterwaschens vorliegt, sowie z. B. auf nassen Wiesen, in Sand- oder feuchtem Boden, soll der Mastfuß in einem Betonsockel stehen. Ist außerdem zu befürchten, daß bei Hochwasser Eisschollen an die Holzmasten gelangen können, so ist es empfehlenswert, um den Fuß der Masten herum eine Anzahl geeigneter Prellpfähle anzuordnen. Diese sollen die durch das Anschlagen der Eisschollen verursachten Stöße vom Mast abhalten, welche zwar meist den Mast nicht beschädigen dürften, ihn aber unter Umständen in so heftige Schwingungen versetzen, daß dadurch die Isolatoren mechanisch stark beansprucht und Isolatordefekte, Isolatordurchschläge infolge von Brüchen, Sprüngen u. dgl. oder Reißen der Kraftleitungen hervorgerufen werden können.


Fig. 108. Abgefaulter Holzmastfuß mit Eisen- und Betonarmierung.

Wenn der Mastfuß durch Fäulnis derart angegriffen ist, daß ein Mastbruch wahrscheinlich erscheint, so kann man, um nicht den ganzen Mast auswechseln zu müssen, besondere Mastschuhe aus Gußeisen oder ähnlichem Material benutzen, in die der Mastoberteil eingeklemmt wird. Hierdurch können die Kosten für Mastauswechslungen unter Umständen nicht unerheblich herabgesetzt werden, selbst wenn man dabei die Ausgaben für die Neufundamentierung in Rücksicht zieht. Die Fig. 107 zeigt einen solchen Klemmschuh, wie er von der Metallgießerei Seebach in Seebach-Zürich[1]) hergestellt wird. Bei allen derartigen Konstruktionen ist aber darauf zu achten, daß der Querschnitt des Mastes durch Schraubenbolzen u. dgl. nicht geschwächt wird, daß ferner das Erdreich nicht an den Mastfuß gelangen kann, und daß schließlich Regenwasser freien, ungehinderten Abfluß findet. Bei Gußeisen ist stets ein rostsicherer Anstrich zu verwenden (am einfachsten

[1]) Siehe ETZ. 1908, S. 791; 1909, S. 192.

ein Teeranstrich). Auch Mastfüße aus Profileisen mit Zementbetonfüllung sind im Gebrauch[1]).

Eine namentlich in amerikanischen Anlagen häufiger zu findende Verstärkung[2]) im Erdboden angefaulter Masten wird in der Weise vorgenommen, daß das Fußende bis unter die schadhafte Stelle freigelegt, von schlechten Holzteilen befreit, mit einer Anzahl starker Stahlstäbe gewissermaßen armiert und dann mit einem Zementmantel umgeben wird (Fig. 108).

c) Die Eisenmasten. Eiserne Masten sind für den Freileitungsbau in den verschiedensten Formen im Gebrauch. Wenn sie in den Beschaffungskosten auch nicht unerheblich teurer sind als Holzmasten, so besitzen sie aber ganz allgemein eine Reihe von Vorzügen gegenüber letzteren, die in der wesentlich größeren Dauerhaftigkeit und den damit verbundenen geringeren Kosten für Instandhaltung und Erneuerung liegen. Ferner bieten sie größere Sicherheit gegen Beschädigungen durch Blitzschläge (gespaltene Holzmasten) und besitzen hohe Widerstandsfähigkeit gegen Zerstörung durch Feuer (Steppen- und Waldbrände).

Handelt es sich um höhere Spannungen und stärkere Leiterquerschnitte, so kann man bei der Benutzung von Eisenmasten den Mastabstand wesentlich größer wählen als bei einfachen bzw. zusammengesetzten Holzmasten. Man gewinnt dadurch den weiteren auf S. 147 bereits hervorgehobenen Vorteil, an der Zahl der Isolatoren sparen zu können. Außerdem sind Eisenmasten an besonders gefährdeten Punkten aufzustellen und ferner noch dort empfehlenswert, wo die Freileitungen durch Gegenden, in denen mit heftigen Stürmen, Schneetreiben u. dgl. zu rechnen ist, und durch schwer zugängliche Gebiete führen, wo die Beaufsichtigung bzw. Beseitigung von Störungen sehr zeitraubend und mit großen Schwierigkeiten verbunden ist. Schließlich gestatten die Eisenmasten hinsichtlich ihrer Aufstellung ein leichteres Anpassen an das Gelände und die Wünsche der Grundeigentümer bezüglich der Maststandorte, weil man nicht so ängstlich an das genaue Einhalten der Spannweiten gebunden ist wie bei Holzmasten. Man kann infolgedessen die sich bietenden Gelegenheiten für die Aufstellung der Masten z. B. die Schlaggrenzen der Felder auf Gütern u. dgl. durch Änderungen der Spannweiten besser ausnutzen. Als Material wird in der Regel normales Profileisen (Flußeisen) verwendet. Für größere Türme wird Stahl und in Amerika häufig auch Rohr benutzt.

Die Form der Eisenmasten ist sehr verschieden. Sie wechselt von einfachen T- oder Doppel-T-Trägern bzw. einem Eisenrohr bis zu vollständigen Eisenkonstruktionen, sog. Fachwerksmasten und Stahltürmen. Ausschlaggebend für die Form also das Widerstandsmoment (S. 245) ist natürlich einmal die Zahl der Leitungen an einem Mast, die Spannweite und der Standort in der Linienführung, ferner die Höhe der Spannung, d. h. in diesem Falle die Form der Isolatoren (Stütz- oder Hänge-

[1]) Betonfüße für Holzmasten der Firma A. Weber, Chemnitz. ETZ. 1912, S. 876.

[2]) El. World 1909, Bd. 53, S. 821.

isolatoren) und schließlich der zur Aufstellung (Fundamentierung) zur Verfügung stehende Raum, der unter Umständen recht beschränkt ist und dann Masten mit geringer Grundfläche notwendig macht.

Bei Anlagen, die sehr billig gebaut werden müssen, und bei denen es sich um geringe Spannungen handelt, findet man — allerdings nur

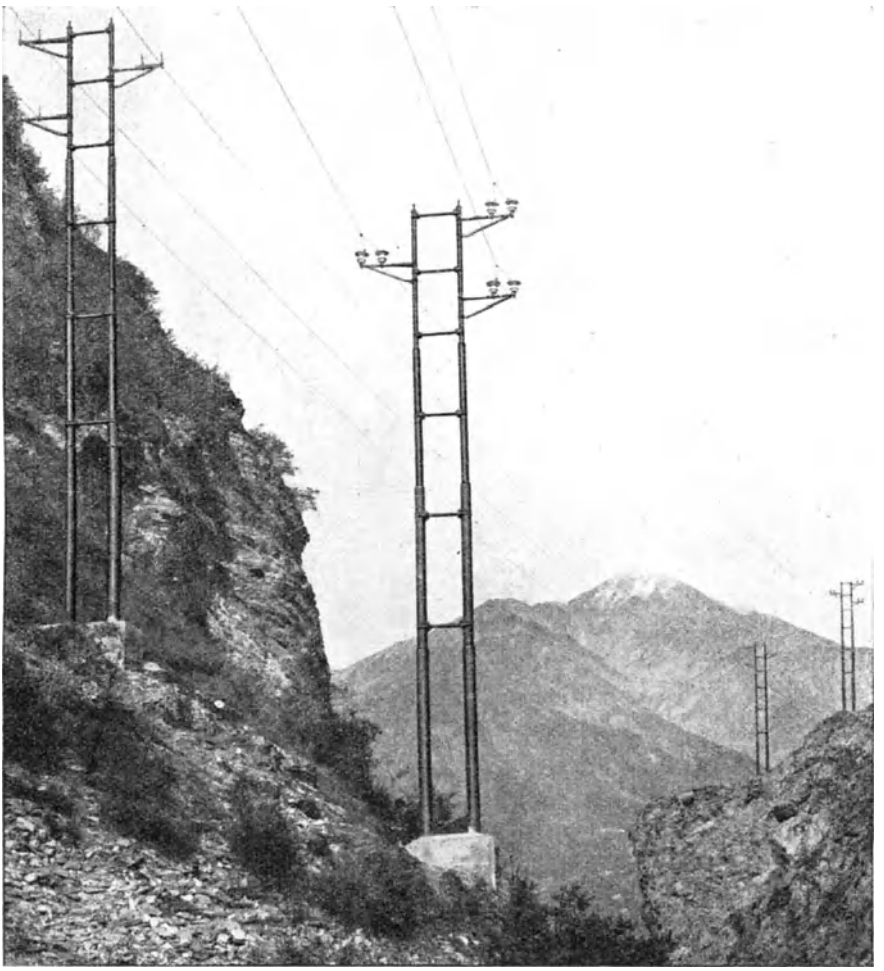


Fig. 109. Telegraphenleitung mit Mannesmannröhren-Doppelmasten. Mastabstand 250 m, 6 Kupferdrähte von je 7 mm Durchmesser.

ganz vereinzelt — den einfachen T- oder Doppel-T-Träger, der in der Länge aufgerichtet in den Erdboden eingegraben wird, und an dessen oberem Ende die Isolatoren befestigt werden. Da einerseits das Widerstandsmoment dieses Mastes verhältnismäßig gering, andererseits die sich dem Winde darbietende Fläche groß ist, so muß man, wenn es sich

um stärkere Leitungen handelt, dazu übergehen, entweder die Röhrenmasten oder die sog. Gittermasten zu benutzen.

Die Rohrmasten werden für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung seltener verwendet. Sie sind nicht wesentlich zuverlässiger als die Holzmasten und bedürfen einer größeren Beaufsichtigung und Instandhaltung wie alle übrigen Eisenmasten, beides mit Rücksicht auf das Anrosten der Rohrinnenfläche. Da andererseits auch das Widerstandsmoment verhältnismäßig gering ist, so können nur bei kleinen Leiterquerschnitten größere Spannweiten zur Anwendung kommen, wodurch naturgemäß die Benutzung von Rohrmasten besonders in Hochspannungsanlagen nur dann möglich ist, wenn etwa zwei Masten nebeneinander (Fig. 109) oder mehrere Rohre ähnlich den A-Formen der Holzmasten zu einem Maste vereinigt werden, wie das die Fig. 110 zeigt. Hierdurch wird der Preis eines kompletten Mastes natürlich zumeist höher als derjenige entsprechender Gittermaste.

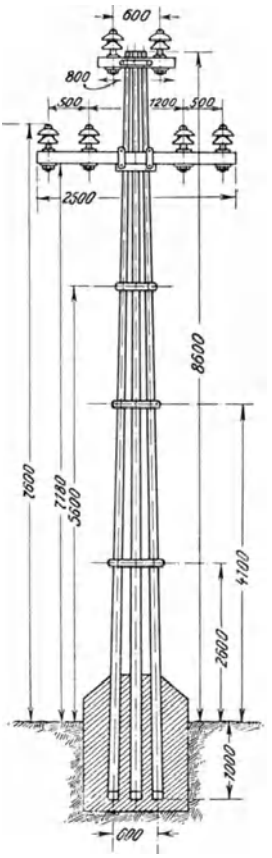


Fig. 110. Eiserner zusammengesetzter Röhrenmast (Caffaro-Brescia, Oerlikon), 46 000 Volt, Drehstrom.

Nach Angaben der Mannesmannröhren-Werke, Düsseldorf, werden die Rohrmasten aus Siemens-Martin-Flußstahl hergestellt und aus mehreren Rohren, die sich im Durchmesser nach der Mastspitze zu verjüngen, zusammengesetzt, um eine gewünschte Masthöhe zu erhalten. Die Rohrdurchmesser schwanken im Unterschuß zwischen 110 und 315 mm, im Oberschuß zwischen 65 und 190 mm bei einer Wandstärke zwischen 4 ÷ 7,5 mm. Es können aber auch andere Maststärken und Masthöhen bis ca. 17 m und mehr zusammengestellt werden.

Die Fundamentierung erfolgt in der Form, daß der Mastfuß in einen Sockel aus Beton eingesetzt wird (Fig. 109 und 110).

Die Gittermasten werden in den europäischen Anlagen sehr bevorzugt. Sie genügen nicht nur allen an sie zu stellenden Anforderungen hinsichtlich Sicherheit, sondern sind heute bereits so billig herstellbar, daß ihre Verwendung auch die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Freileitungsanlage in bezug auf Anschaffungspreis und Unterhaltungskosten nicht überschreitet. Man unterscheidet zwischen Masten mit rechteckigem, quadratischem und dreieckigem Querschnitte und großen Fachwerkkonstruktionen, sog. Stahltürmen.

Auf gerader Strecke tritt bei annähernd gleichen Mastabständen eine Zugbeanspruchung der Masten in der Richtung der Leitungen nicht

auf, solange alle Leitungen intakt sind (siehe S. 245). Solche Masten müssen daher nur gegen die Windkraft auf Mast und Leitungen genügenden Widerstand besitzen. Erst dann, wenn ein teilweiser oder allfälliger Leitungsbruch vorkommt, werden die Masten in der Nähe der Bruchstelle auf Zug und Verdrehung beansprucht. Hieraus ergibt sich, daß für



Fig. 111. Wirkung eines Drahtbruches auf die Masten einer Leitungsstrecke.

gerade Strecken verhältnismäßig leicht gebaute Masten zur Aufstellung kommen können, und man bezeichnet daher zum Unterschiede gegen stärkere Konstruktionen diese Masten mit dem Namen „Tragmasten". Sie werden in kleineren Leitungsanlagen einfach aus zwei durch einen Flacheisenverband zusammengehaltene U-Eisen gebildet und senkrecht zur Leitungsrichtung aufgestellt, weil sie so das größte Widerstandsmoment gegen die auf sie wirkenden Belastungen besitzen. Damit ergibt sich ferner in bezug auf die Mastbeanspruchung bei ungleichem Leitungszug eine große Elastizität in der ganzen Leitungsanlage, und zwar weil so beim Leitungsbruch die Masten nach der Seite der größeren Zugbeanspruchung durchfedern können, ohne zu brechen oder dauernde Deformationen anzunehmen, wie in den Fig. 111 und 112 schematisch angedeutet ist. Je weiter die Masten von der Bruchstelle entfernt sind, um so geringer ist ihre Durchbiegung. Wie Versuche gezeigt haben, hört dieselbe bei Mastabständen von 50÷60 m am fünften oder sechsten Mast vollkommen auf. Infolge dieses Nachgebens der Masten werden die Leitungen entspannt, und die Beanspruchung der der Bruchstelle benachbarten Masten und Isolatoren auf Zug nimmt ab. Holzmasten sind hinsichtlich dieser sehr wünschenswerten Elastizität namentlich bei größeren Leiterquerschnitten oder größeren Spannweiten den Flachgittermasten nicht gleichwertig. Bei größeren Spannweiten genügen U-Eisenmasten aber nicht mehr.

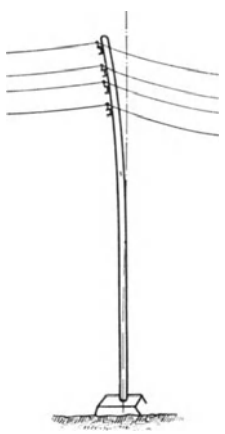


Fig. 112. Eiserner elastischer Streckenmast bei Drahtbruch.

Um die Störungen auf der Strecke beim Bruch von Leitungen indessen noch weiter zu begrenzen, da man natürlich nicht voraussehen kann, wieviel Leitungen z. B. gleichzeitig reißen, empfiehlt es sich, bei Holzmaststrecken etwa alle Kilometer, bei Weitspannung und Eisenmasten dagegen nur alle 3 km verstärkte Masten, sog. Abspannmaste, zu verwenden. Unter letzterem versteht man einen Gittermast stärkerer Konstruktion, der ohne Verbiegung den ganzen einseitigen Leitungszug aufnehmen kann. Solche Gittermasten haben in der Regel eine

quadratische Grundfläche und bestehen aus gleichschenkligen Winkeleisen, die wiederum durch Winkeleisen-Diagonalen, für leichtere Masten auch durch Flacheisen verstrebt und gesichert werden (Fig. 113).

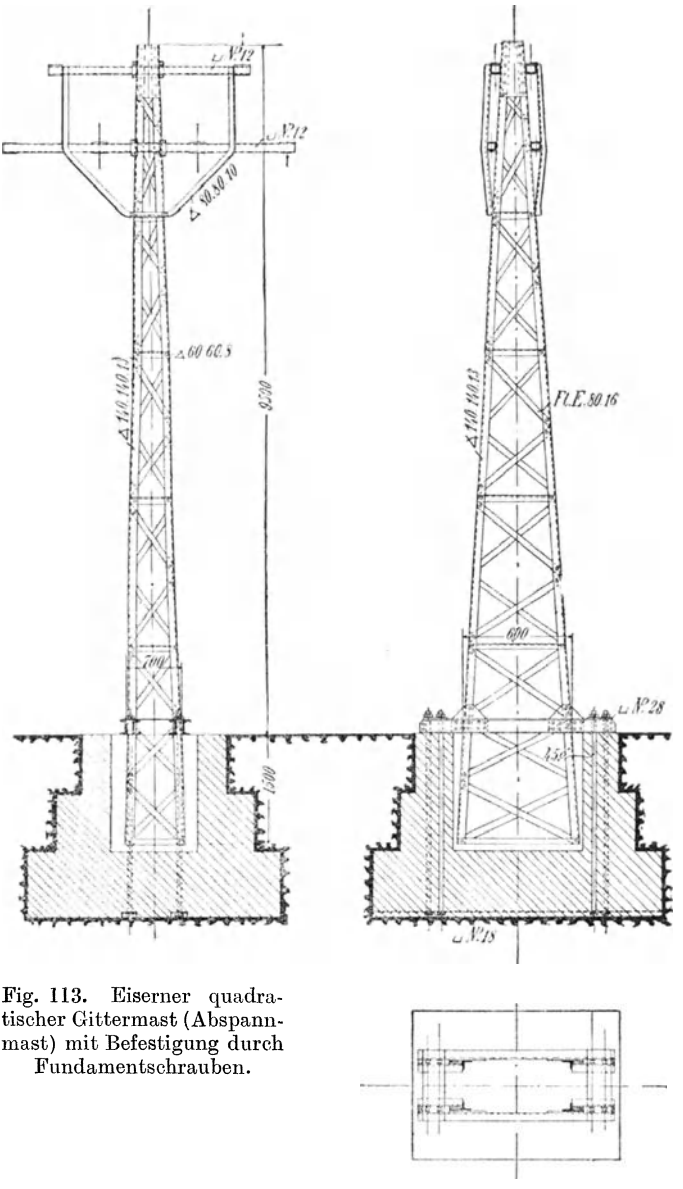


Fig. 113. Eiserner quadratischer Gittermast (Abspannmast) mit Befestigung durch Fundamentschrauben.

Beim Ausbau der Strecken mit solchen Trag- und Abspannmasten können z. B. gegenüber Betonmasten unter Umständen ganz bedeutende Ersparnisse in den Anlagekosten gemacht werden, ohne daß

die Betriebssicherheit der Leitungsanlage in irgendeiner Weise beeinträchtigt, wird und zwar weil eben die größte Zahl der Masten als Tragmasten in ihrer Konstruktion besonders leicht gehalten werden können. In der Höhe sind die leichten Tragmasten aber begrenzt, weil über etwa 15÷18 m zu fürchten ist, daß infolge der sich dem Winde darbietenden großen Fläche bei seitlich auftretendem Winde Durchbiegungen in der Richtung der Leitungen eintreten, durch die die Beanspruchung letzterer so stark erhöht werden kann, daß Isolatorstützen- oder Leitungsbruch erfolgt. Es ist daher in derartigen Fällen besondere Vorsicht geboten und rechnerische Prüfung anzustellen.

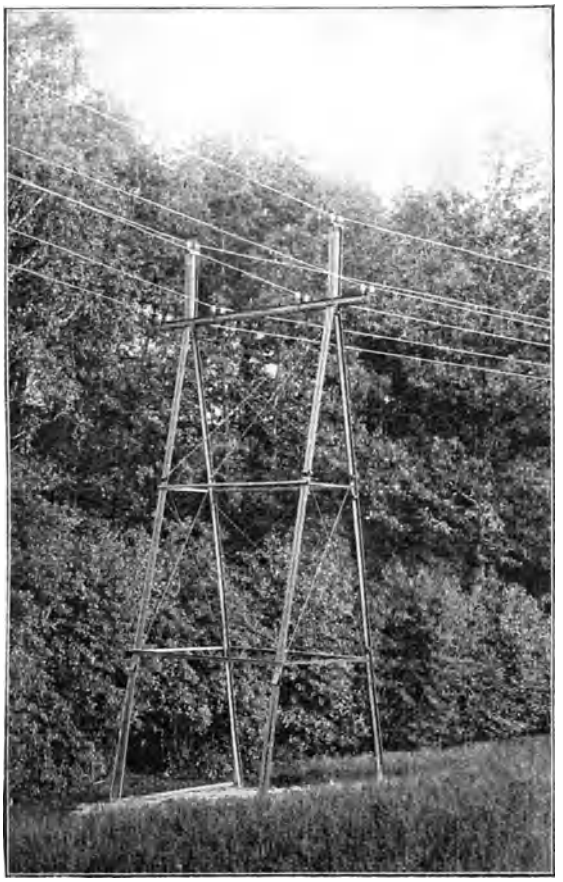


Fig. 114. Streckenmast der Kraftübertragungsanlage Marklissa-Mauer, 2 Drehstromlinien.

An allen solchen Punkten dagegen, die besonderen dauernden Beanspruchungen durch die Leitungen unterworfen sind z. B. bei Richtungsänderungen, an Abhängen, bei verschiedener Spannweite in benachbarten Feldern usw. sind stets stärkere Masten aufzustellen.

Die Spannweite wird bei diesen Gittermastkonstruktionen und bei der Benutzung von Tragmasten in der Regel zwischen 80÷120 m gewählt. Sie richtet sich aber naturgemäß nach der Stärke der Mastkonstruktion, der Masthöhe, dem Durchhang der Leitungen und dem Gelände. Die Fig. 114 zeigt hierfür ein besonderes Beispiel bei 6 Leitungen ausgeführt von der A. E. G. bei der Kraftübertragung Marklissa-Mauer. Es sind dort für die Zwischenmasten leichte Fachwerkkonstruktionen gewählt worden. Die Höhe schwankt zwischen 8 und durchschnittlich 10 m über

Erdboden, doch kommen auch Höhen über 20 m und mehr vor. Diese Mastform ist in Richtung des Leitungszuges ebenfalls außerordentlich elastisch.

Über die Fundamentierung, Unterhaltung und Montage wird erst auf S. 162 gesprochen.

d) Die Stahltürme. Handelt es sich um Übertragsspannungen von etwa 70 000 Volt aufwärts, dann muß man mit Rücksicht auf die großen und schweren Isolatoren dazu übergehen, große Spannweiten zu wählen, die bis herauf zu etwa normal 250 m anzutreffen sind (siehe auch Tab. XVI). Hierbei können aber die einfachen Gittermasten nicht mehr Verwendung finden, da sie zu schwer und zu teuer ausfallen und außerdem dem Winde eine zu große Fläche darbieten. Die nordamerikanische Praxis hat nun schon seit einer Reihe von Jahren für derartig große Anlagen Mastformen, sog. Stahltürme, zur Anwendung gebracht, die neuerdings immer mehr für große Hochspannungs-Fernleitungen zur Verwendung gekommen und in einigen typischen Formen in Fig. 115 bis 122 abgebildet sind. Es sei hierbei auch auf die Fig. 124 verwiesen, die eine andere Konstruktion derartiger Stahltürme zeigt. Diese Stahltürme sind ähnlich einem Fachwerke aus Winkeleisen, seltener aus Rohr aufgebaut und gestatten, bei einer durchschnittlichen Höhe von 15÷20 m mit der Streckenspannweite selbst bei starken Leiterquerschnitten normal auf 150÷200 m zu gehen. Derartige Stahltürme kommen auch dann zur Aufstellung, wenn an Stelle von Stützisolatoren Hängeisolatoren angewendet werden.

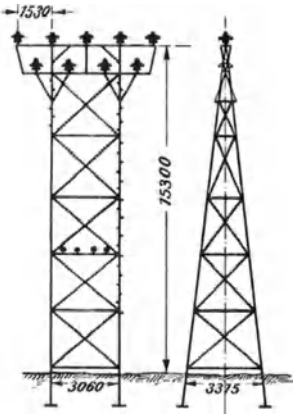


Fig. 115. Stahlturm der Kern-River-Power Co. (Los Angeles).

Die Fig. 115 zeigt einen Leitungsturm aus Stahlrohren, wie er in großer Zahl bei der Kraftübertragungsanlage der Kern-River-Power Plant of the Edison Electr. Comp., Los Angeles[1]) Verwendung gefunden hat. Die Höhe über Erdboden beträgt 15,3 m bei einer Grundfläche von $3{,}06 \times 3{,}32 = 10{,}2$ m². Zur leichteren Besteigung des Mastes für Montage- und Revisionszwecke ist einer der vier Seitenrohrständer mit Fußeisen versehen, die deutlich in Fig. 115 zu erkennen sind. Diese Auftritte beginnen aber erst über dem ersten Mastfelde, um Unbefugte von Kletterkünsten fernzuhalten. Die Mastform entspricht in ihrem allgemeinen konstruktiven Aufbau ungefähr der Fig. 114 und kann in gewissem Sinne ebenfalls als elastisch angesprochen werden.

Neben Turmkonstruktionen mit quadratischer oder rechteckiger Grundfläche kommen in Amerika häufig auch dreifußförmige Fachwerkmaste zur Verwendung, wie solche in Fig. 116 und 117 abgebildet sind.

---

[1]) El. World 1907, 31. VIII., S. 401.

Hier ist als Material Profilflachstahl benutzt worden. Über die Isolatorenträger und Befestigungsvorrichtungen von Blitzschutzseilen wird erst auf S. 233 gesprochen werden. Die interessierenden Daten über Spitzenzug, Gewicht, Spannweite usw. sind bei den Abbildungen angegeben. Besonders bemerkenswert ist an dem Maste (Fig. 116) noch die Konstruktion für den Aufstieg.

Eine andere für einen horizontalen Spitzenzug von 3600 kg konstruierte Masttype — den sog. Zwillingsmast — zeigt die Fig. 118. Dieser Stahlturm ist für zwei getrennte Drehstromlinien bestimmt und hat den Vorteil großer Unabhängigkeit der beiden Masthälften voneinander trotz verhältnismäßig geringer Grundfläche. Aus Fig. 118 ist noch besonders die Fundamentierung zu ersehen, die in einfachster Weise dadurch vorgenommen wird, daß die Mastfüße in eine mit Feldsteinen gefüllte Grube eingesetzt werden. Alle diese Maste sind für die Aufnahme von Stützisolatoren bestimmt.

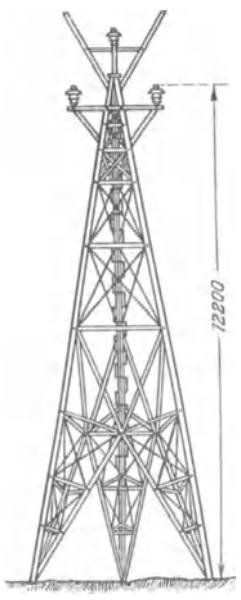


Fig. 116.

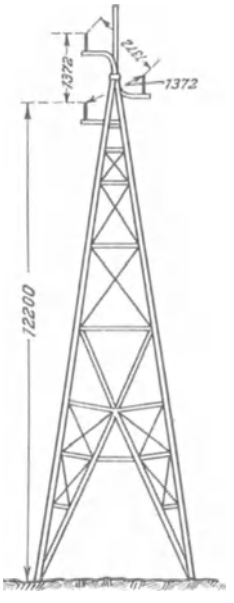


Fig. 117.

Dreifußförmige Stahltürme für 1350 kg Spitzenzug, 280 kg Isolatorzug, Gewicht 550 kg, Spannweite 160 m.

für 1000 kg Spitzenzug, 200 kg Isolatorzug, Gewicht 410 kg, Spannweite 150 m.

Handelt es sich dagegen um die Befestigung von Hängeisolatoren, so müssen die oberen Maststücke anders durchgebildet werden, weil auf die Schwingung der Isolatoren Rücksicht zu nehmen ist (siehe auch S. 127). Die Fig. 119 zeigt den Oberteil eines Stahlturmes für eine 100 000-Volt-Drehstromlinie mit Hängeisolatoren, während in Fig. 120 schematisch ein Mast für zwei 88 000-Volt- und eine 44 000-Volt-Leitung abgebildet ist. Besondere Erklärungen sind zu diesen Abbildungen unnötig.

Wenn sehr große Spannweiten vorkommen, so müssen auch die Stahltürme als Abspannmasten ausgebildet sein, und sie erhalten dann unter Umständen ganz gewaltige Abmessungen. So zeigt z. B. Fig. 121 einen Abspannmast für zwei 60 000-Volt-Drehstrom-Fernleitungen, wie er von der Connecticut-River-Power Co. eingebaut

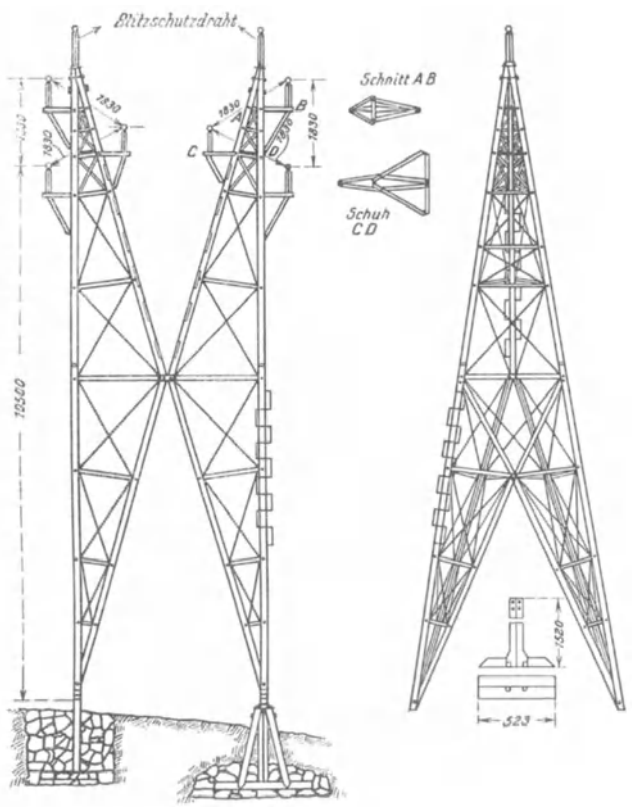


Fig. 118. Zwillingsmast der Southern-Power-Co. für 2 Drehstromleitungen. Horizontaler Spitzenzug 3600 kg, Isolatorzug 450 kg.

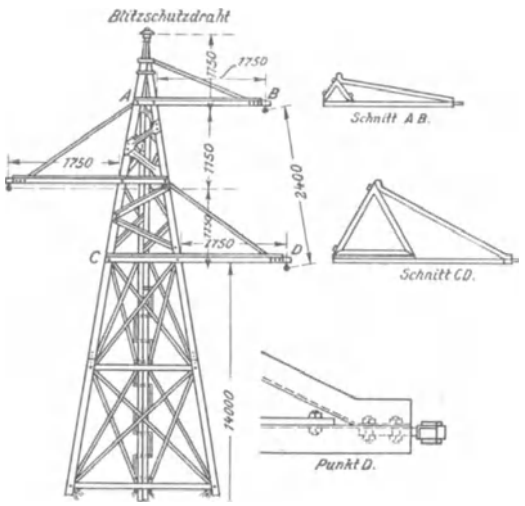


Fig. 119. Stahlturmkopf für Hängeisolatoren.

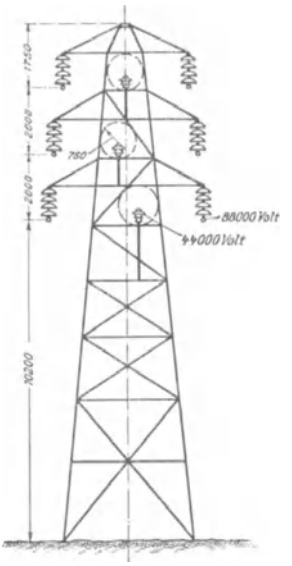


Fig. 120. Stahlturm für Hängeisolatoren (88 000 Volt) und Stützisolatoren (44 000 Volt).

worden ist. Dem größeren Mastabstande entgegengesetzt ist dieser Abspannmast noch mit Stahlseilankern abgefangen (siehe S. 245).

Eine Vereinigung der Turmmasten schließlich mit dem Prinzip der Anordnung längsbeweglicher Leitungsmasten für große Spannweiten

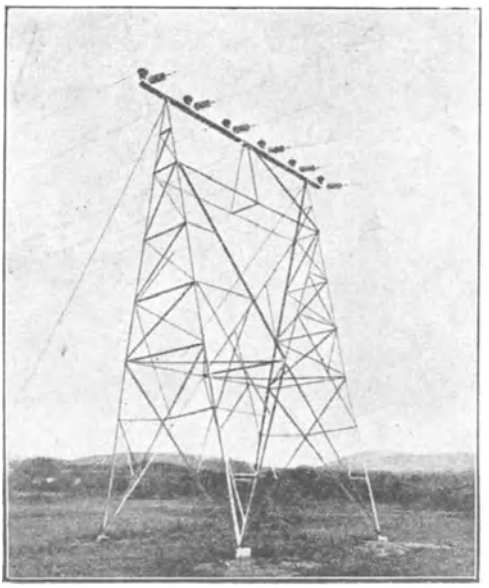


Fig. 121. Stahlröhrenturm (Abspannmast) für Hängeisolatoren.

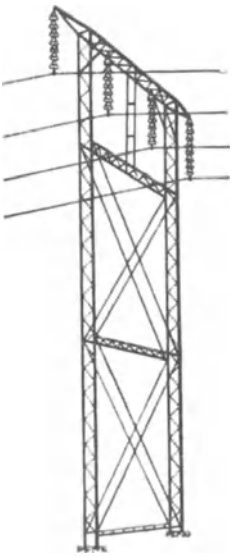
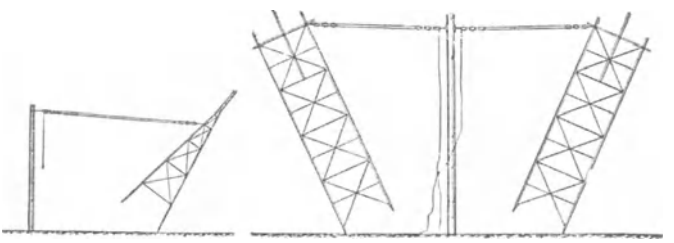


Fig. 122. Elastischer Stahlturm (Leitungsjoch) für Hängeisolatoren.

(elastische Masttürme ähnlich den Tragmasten) stellt der Bau von Leitungsjochen dar, welche von der General Electric Co.



Einfachmast Doppelmast

Fig. 123. Verfahren zum Aufrichten von Turmmasten mittels provisorisch eingeschlagener Hilfsmasten.

für eine Probeleitung mit bis 200 000 Volt Übertragungsspannung erbaut worden ist (Fig. 122). Die beiden senkrechten Hauptträger bestehen aus 5″-U-Eisen — Gewicht etwa 3,5 kg pro lfd. Meter —, welche mittels Flacheisenbänder von 5 cm Breite und 9,6 mm Stärke im Ab-

stande von rund 305 mm verbunden sind. Die beiden Hauptträger haben einen mittleren Abstand von 5,85 m, während der obere Querbalken, an welchem die vier Leitungsdrähte mittels Tellerisolatoren hängend befestigt sind, eine Gesamtlänge von 9 m besitzt und im Abstande von 12,9 m ab Erdoberfläche an die beiden Hauptträger angeschlossen ist. Die untere Versteifung erfolgt durch drei Profileisen-Gitterbalken und der Querverband mittels 16-mm-Rundeisen. Die Masten können sehr leicht zerlegt und versandt, sowie bequem wieder am Montageplatze zusammengestellt und aufgerichtet werden. Sie sollen nur die Hälfte von ganzsteifen Masten gleicher Höhe kosten. Außer den Kraftleitungen sind oberhalb der die Isolatoren tragenden Querbalken drei Blitzschutzdrähte gespannt, welche infolge dieser günstigen Lage einen besonders guten Blitzschutz gewähren sollen.

Eine neuartige Ausführung der Fachwerksmasten, deren Normalisierung man in Amerika bereits anstrebt, besteht darin, besondere Erhöhungsfelder von je etwa 3 m Höhe herzustellen, um auf diese Weise jede gewünschte Höhe leicht erreichen zu können.

Der Zusammenbau der Stahltürme wird in Amerika stets auf der Strecke

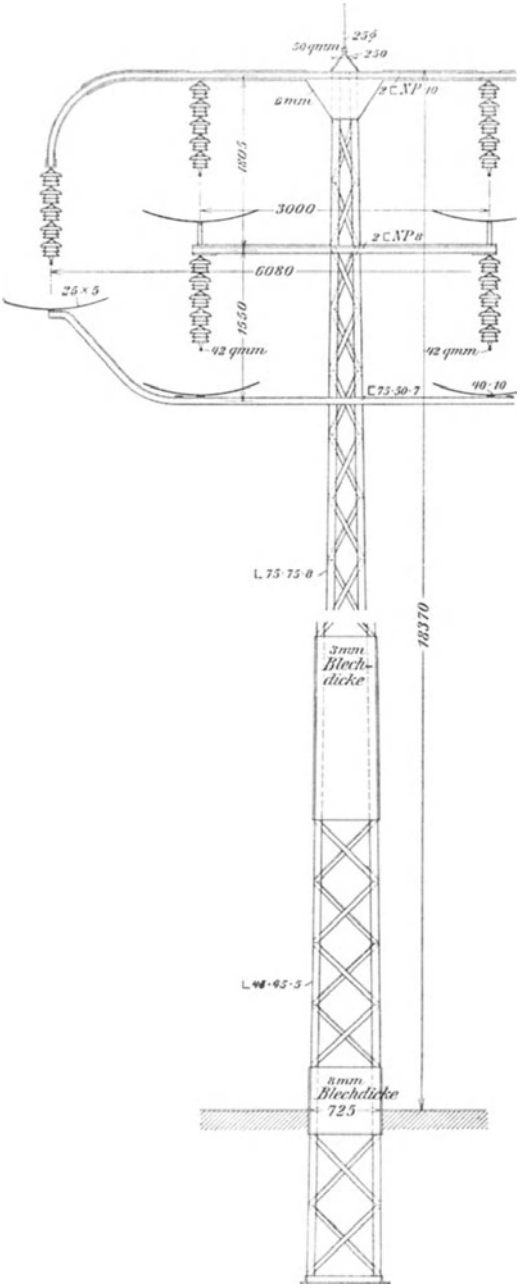


Fig. 124. Leitungsmast der 100 000-Volt-Kraftübertragung Lauchhammer-Riesa.

vorgenommen. Die Türme werden in der Fabrik in einzelne Teile zerlegt, an Ort und Stelle zusammengeschraubt und erst dann aufgerichtet. Die Aufstellung erfolgt entweder mit Hilfe eines Spezialmontagewagens oder mittels Scheren, provisorisch befestigten Flaschenzügen u. dgl. (Fig. 123).

Bei der ersten 100 000-Volt-Kraftübertragung in Deutschland hat man die amerikanische Form der Stahltürme wegen der großen Grundfläche (Grunderwerbskosten) nicht angewendet, sondern Konstruktionen ähnlich den Gittermasten (Fig. 113) benutzt. In Fig. 124 ist zum Vergleich ein Streckenmast der Lauchhammer Anlage abgebildet. Besonders interessant ist hier die Form der Traversen für die Hängeisolatoren, um die Leitungen in einem gleichseitigen Dreieck anordnen zu können[1]).

Die Betriebssicherheit einer mit solchen Fachwerksmasten ausgerüsteten Fernleitung ist die denkbar größte, weil die Masten auch den stärksten Stürmen standhalten und insbesondere, weil die Zahl der Isolatoren auf das geringst erreichbare Maß beschränkt werden kann. Die Kosten solcher Masten betragen allerdings das Drei- bis Vierfache der Gittermasten. Man wird aber zu diesen oder ähnlichen Konstruktionen übergehen müssen, wenn weite, unbewohnte oder schwer zugängliche Strecken zu durchqueren, Sümpfe, Schluchten usw. zu überbrücken sind, weil sie neben dem Vorteile der größeren Spannweite auch gestatten, die Masthöhe bedeutend größer zu wählen, als das bei Holzmasten oder auch bei einfachen Gittermasten zulässig ist. Letztere gehen dann eben mehr oder weniger in die Fachwerkmasten über. Der Durchhang der Leitungen kann infolgedessen größer genommen und mit der Zugbeanspruchung des Leitungsmaterials zurückgegangen werden.

Die Fundamentierung erfolgt in der Regel bei Streckenmasten und bei gewachsenem Boden dadurch, daß man den Mastfuß etwa 1,5 ÷ 2 m eingräbt und den Zwischenraum zwischen den U-Eisen mit Beton ausfüllt. Wenn die Bodenbeschaffenheit dabei noch keine zuverlässige Standsicherheit gewährleistet, müssen, wie das bei allen Abspann- und Kurvenmasten erforderlich ist, vollständige Beton- oder Zementsockel hergestellt werden, in denen die Mastfüße stehen. Allerdings besteht dabei die Gefahr, daß an der Austrittsstelle des Mastes aus dem Fundamente ein allmähliches Durchrosten eintritt, wenn der Mast vor dem Betonieren nicht sorgfältig gereinigt, mit Mennige grundiert und gut gestrichen ist, und vor allen Dingen der Anstrich von Zeit zu Zeit gewissenhaft erneuert wird.

Handelt es sich darum, die Mastfundamente noch vor Eintritt der Frostperiode fertigzustellen, dann kann man in einfacher und doch betriebssicherer Weise derartig vorgehen, daß man die Betonsockel mit eingegossenen Ankerschrauben noch bevor die Masten zur Aufstellung gelangen, fertig herstellt und die Masten später aufschraubt. Eine andere Ausführung ist auch die, das Fundament mit einer Aussparung zur Aufnahme eines verkürzten Mastfußes zu ver-

[1]) ETZ. 1911, Heft 35, S. 875.

sehen, die später, wenn der Mast auf die Fundamentschrauben aufgeschraubt ist, vergossen wird. In Fig. 113 war für diese Fundamentierung von Eisenmasten eine Skizze gegeben. Es sei erwähnt, daß diese Fundamentierungsform bei der Fernleitung der Kraftübertragungsanlage der Zeche Rheinpreußen zur Anwendung gekommen ist.

Eine recht interessante Aufstellung von Eisenmasten in Gebirgsgegenden längs Paßstraßen zeigt die Fig. 125, die dann zweckmäßig ist,

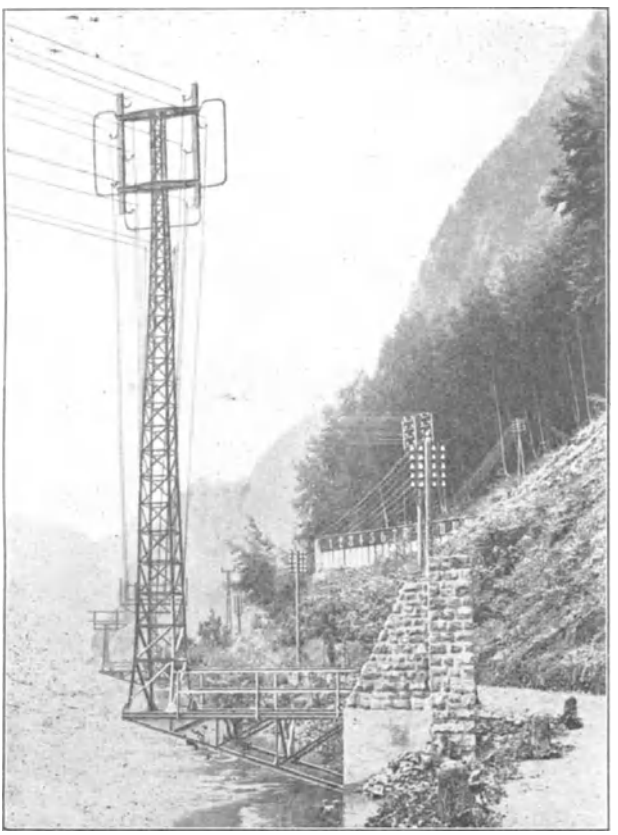


Fig. 125. Hochspannungsleitung auf einer Bergstraße (Spannweite 120 m).

wenn infolge von vorhandenen Telephon- und Telegraphenleitungen auf der einen Seite und Wäldern oder stark unter Steinschlag leidendem Gebirge auf der anderen Seite der Straße kein geeigneter Platz für die Masten zu finden ist Man hat sich dort durch das Einbauen eiserner etwa 5,5÷6 m über den Abgrund herausragender Konsole geholfen, die an der Wegböschung an Betonklötzen verankert wurden. Außerdem schützen starke Mauern die Eisenkonstruktionen vor den gefahrvollen Wirkungen des Steinschlages.

Über die Lebensdauer von Eisenmasten lassen sich völlig zuverlässige Zahlen bis heute noch nicht geben. Im allgemeinen rechnet man etwa mit 30 Jahren, was allerdings nur unter der Voraussetzung gilt, daß die Masten schon vor dem ersten Anstriche gut gemennigt und grundiert werden, und daß der Anstrich, wie bereits erwähnt, von Zeit zu Zeit, etwa alle zwei bis drei Jahre, erneuert wird. Letzteres ist besonders in solchen Gegenden Bedingung, in denen durch die klimatischen Verhältnisse und durch die Beschaffenheit der Luft (an Meeresküsten, in der Nähe chemischer Fabriken) ein frühzeitiges Abblättern des Anstriches und dann ein Anrosten der Eisenteile zu fürchten ist. Nach eisernen Brückenkonstruktionen zu urteilen, könnte man die Lebensdauer eiserner Masten noch wesentlich länger annehmen, wenn eben gute und sorgfältige Aufsicht vorhanden ist.

Die amerikanischen Firmen sind zum Teil dazu übergegangen, die Masten nicht zu streichen, sondern zu galvanisieren. Löst sich die Galvanisierung ab, so ist dann natürlich der Schutz gegen das Rosten durch einen wetterfesten Ölfarbenanstrich zu bewirken.



Fig. 126. Schleuderröhren-Eisenbetonmast.

Die jährlichen Ausgaben für Reparaturen an einer gut gebauten Leitung mit Eisenmasten sind verhältnismäßig sehr gering. Sie erstrecken sich neben den Kosten für den Anstrich in der Regel nur auf das gelegentliche Geraderichten eines in seinem Fundament gelockerten Mastes oder auf ein nachträgliches Ausbessern bzw. Neuanlegen eines Fundamentes, wenn ein Mast sich in weichem Boden mehr als erwünscht gesenkt haben sollte. Demgegenüber sind die jährlichen Unterhaltungskosten bei Holzmasten wesentlich höher. Auf einen Umstand ist hierbei aber noch besonders aufmerksam zu machen, und zwar daß Stützisolatoren an Eisenmasten, besonders wenn sie auf geerdeten Metallstützen montiert sind, häufiger durchschlagen als an Holzmasten, weil sie infolge von Störungen auf der Leitung einer plötzlichen, übermäßigen Spannung ausgesetzt werden, die sich in Form eines Durchschlages durch den Isolatorkopf einen Weg nach Erde zu bahnen versucht, wenn ihr nicht durch richtig bemessene und verteilte Überspannungsschutzapparate die gefährliche Wirkung genommen wird (siehe S. 417).

e) Die Betonmasten. Ein erst vor wenigen Jahren zur Herstellung von Leitungsmasten in die Praxis eingeführtes Material ist der Zementbeton mit Eisenarmierung. Dieses Material besteht aus Zement mit einer Beimischung von Sand, Kies und Steingrus. Die Eisenarmierung erfolgt in der Form, daß in die Betonmasse Eisenstäbe eingelegt werden. Da das Eisen vollständig von dem Beton umschlossen wird, ist dasselbe der Zerstörung durch Rost nicht ausgesetzt, soweit

jedenfalls bis heute Erfahrungen vorliegen. Trotzdem empfiehlt es sich, die Eiseneinlagen mit einem Isolieranstrich zu versehen.

Die hohe Beanspruchungsfähigkeit und dazu die Festigkeit gegen Feuer, klimatische und Witterungseinflüsse, Insekten, Rost, Temperaturwechsel usw. scheinen dieses Material ganz besonders für den Bau von Leitungsmasten geeignet zu machen; es sind in Deutschland auch bereits einige Anlagen mit Spannungen bis 40 000 Volt seit kurzem in

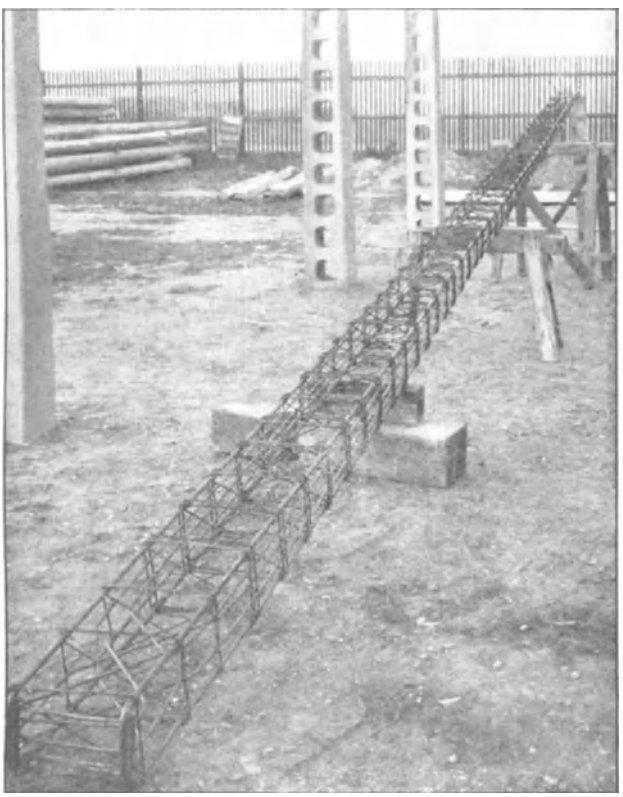


Fig. 127. Eisengerippe eines Saxonia-Eisenbetonmastes.

Betriebe, bei denen die eisenarmierten Betonmasten fast durchweg benutzt sind. Erfahrungen, um ein abschließendes Urteil über die Betonmasten zu fällen, liegen heute in ausreichendem Maße aber noch nicht vor, und es muß daher erst die Zukunft lehren, ob dieselben dauernd allen Anforderungen gewachsen sind, und vor allen Dingen allen Voraussetzungen insbesondere hinsichtlich der Lebensdauer und der Unterhaltung entsprechen, denn letztere soll so gut wie ganz entbehrlich sein. Auch hinsichtlich der Zerstörung des Betons durch elektrische Ströme, die in die Eisenarmierung eindringen (Erdströme), müssen erst noch

langjährige Versuche gemacht werden, ehe man hierüber ein Urteil fällen kann.

Von deutschen Firmen, die die Betonmasten anfertigen, seien erwähnt die Deutschen Schleuderröhren-Werke in Meißen oder Dyckerhoff & Widmann A.-G., Dresden, und Rudolf Wolle in Leipzig. Da die Fabrikation der Masten bei beiden Firmen grundverschieden ist, soll etwas näher auf dieselbe eingegangen werden.

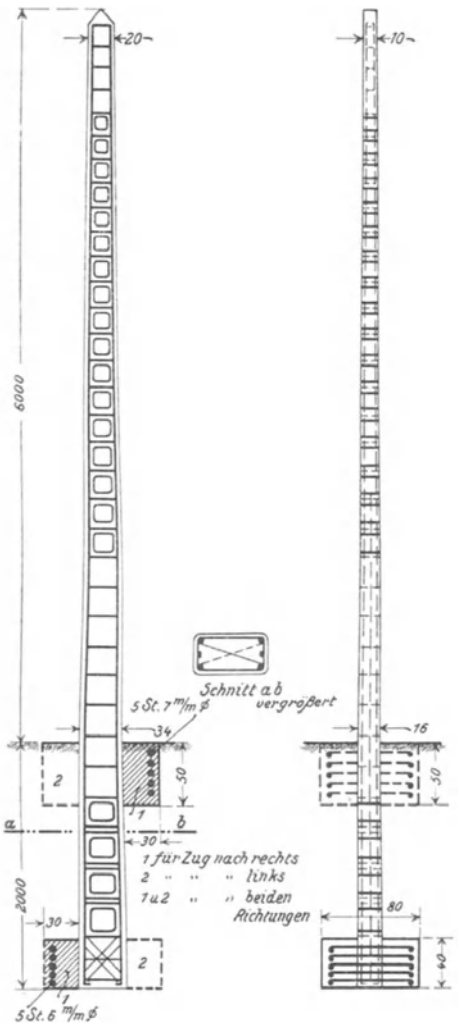


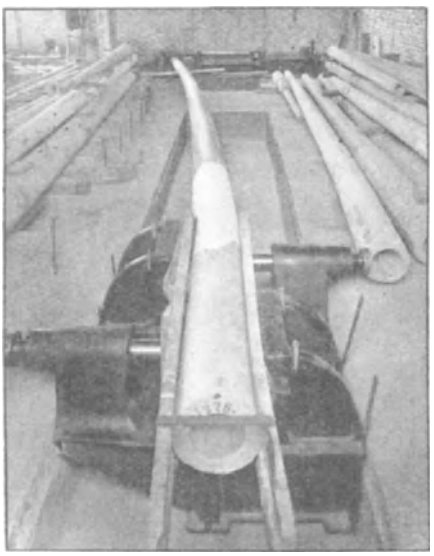
Fig. 128. Saxonia-Eisenbetonmast mit Fundamentierung.

Die Dyckerhoff & Widmann A.-G. stellt ihre Masten nach dem Schleuderverfahren her und zwar derart, daß in einer besonderen Schleuderformmaschine der präparierte, flüssige Beton durch die Zentrifugalkraft um ein Metallgerippe gepreßt wird (Fig. 126). Dasselbe besteht entweder aus starken gewalzten Stahlstäben (Siemens-Martin-Stahl mit einer Zugfestigkeit von 6000÷7000 kg/cm²), die durch besondere Querverbände (eine innere und eine äußere Spiralwicklung aus dünnerem Eisendraht) gehalten werden, oder aus Streckmetall, das in Rohrform gebogen und in der Längsnaht zusammengeschweißt ist. Die jeweilige Bauart und Abmessung der Eisenarmierung ergibt sich gemäß der statischen Berechnung aus der Festigkeit, die der Mast aufweisen soll. Diese Masten sind Rohrmasten (glatter oder profilierter Form) in einem Stück mit Längen bis normal zu 14 m, doch stehen der Anfertigung längerer Masten technische Schwierigkeiten nicht im Wege. Der äußere Durchmesser beträgt an der Mastspitze 15÷22 cm, am Mastfuß 22÷37 cm. Die Wandstärke schwankt zwischen 3÷9 cm.

Zu erwähnen ist hinsichtlich des Rohrmastes noch, daß Erdungsdrähte nicht etwa in das Innere verlegt werden dürfen, da dann jede

sichtbare Kontrolle ausgeschlossen ist. Erdleitungen müssen daher stets außen angebracht sein.

Der zweite Mast dieser Gattung ist der Saxoniamast der Firma R. Wolle in Leipzig. Er erhält in der Regel rechteckigen Querschnitt und wird genau so wie der Flachgittermast in Richtung seines größten Widerstandsmomentes also mit der Längsseite senkrecht zur größten Beanspruchung (Wind auf Leitungen und Mast) aufgestellt. Dieser Mast ist gleichfalls und zwar in der Längs- und Querrichtung mit eingebetteten Eisenstäben armiert (Fig. 127) und wird in der mittleren (neutralen) Zone mit Öffnungen versehen (Fig. 128). Dieselben haben den Zweck, einmal an Material zu sparen, um dadurch den Preis und das Gewicht



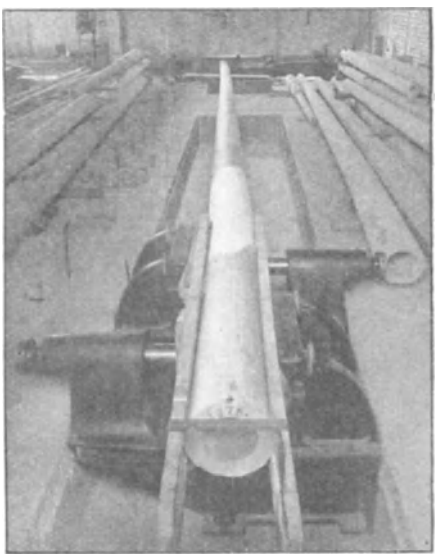


Fig. 129 u. 130. Schleuderröhren-Eisenbetonmast von 13 m Länge
während der Prüfung. nach der Prüfung.

herabzudrücken, ohne den Mast gegen die Beanspruchungen zu schwächen, ferner die Angriffsfläche für den Wind zu verringern und dadurch die Standsicherheit zu erhöhen und schließlich eine Besteigung ohne besondere Hilfsmittel zu ermöglichen. Solche Öffnungen können entweder auf der ganzen Länge oder auch nur bis etwa 2 m über Erdboden vorgesehen werden letzteres, um ein unbefugtes Besteigen zu verhindern.

Die Herstellung des Saxoniamastes erfolgt durch Einstampfen des Betons um das Eisengerippe in hölzernen oder eisernen Formen und ist verhältnismäßig billig.

Die gebräuchlichsten Abmessungen sind 8÷16 m Gesamtlänge und 16,5 × 30 bis 38 × 58 cm Fuß- bzw. 10 × 20 bis 10 × 24 cm Zopfstärke. Das Gewicht beträgt 520÷3000 kg.

Hinsichtlich der Elastizität[1]) der eisenarmierten Betonmasten und der Bruchsicherheit[1]) sind von den Firmen sehr eingehende Versuche angestellt worden, die durchweg befriedigende Resultate ergeben haben. So zeigen die Fig. 129 und 130 einen 13 m langen für 750 kg normalen Spitzenzug konstruierten auf 1,9 m fest eingespannten Mast während und nach der Prüfung, die 4 Tage ohne Unterbrechung dauerte. Der Mast ging fast vollkommen in seine Anfangslage zurück. Die Spitzenausbiegung betrug 74 cm, die hierzu notwendige Belastung 2300 kg. Es zeigten sich nur ganz feine, beim Zurückgange der Belastung wieder verschwindende Haarrisse. Ob letztere nicht aber etwa insofern von besonderer Bedeutung sind, als durch sie Luft und Feuchtigkeit an die Eiseneinlagen gelangen und Rostbildung erzeugen kann, ist bis heute nicht geklärt.

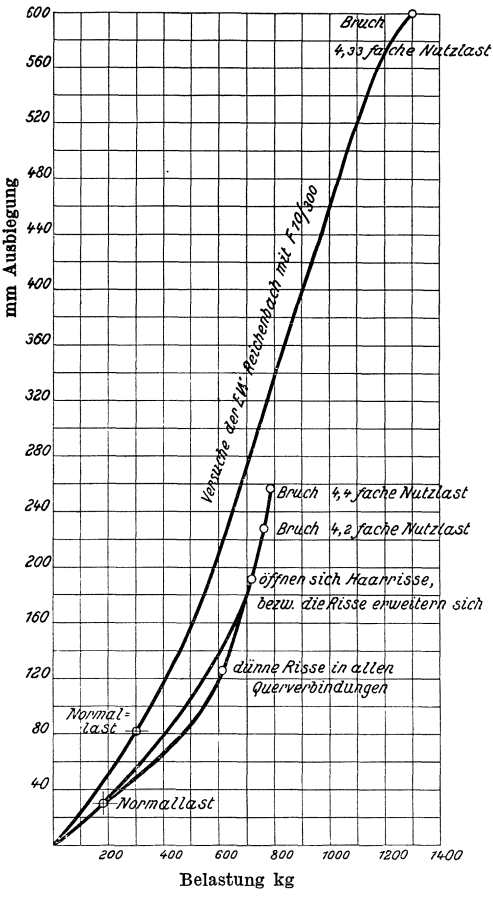


Fig. 131. Belastungskurven für verschiedene Saxonia-Masten.

Ähnliche Versuche wurden mit Saxonia-Masten vom E. W. Reichenbach i. V. angestellt, deren Resultate in den Kurven der Fig. 131 zur Darstellung gebracht sind.

Nach diesen günstigen Versuchsergebnissen zu urteilen, sind also die Betonmasten als sehr elastisch zu bezeichnen, und sie gewähren infolgedessen die gleichen Vorteile hinsichtlich der Streckensicherheit bei Leitungs- und Mastbrüchen wie die eisernen elastischen Strecken- und Fachwerksmaste. Über das Verhalten beim Bruch nur einer Leitung und dem dadurch bedingten Verdrehen des Mastes konnten Angaben nicht erhalten werden. Es ist daher zu empfehlen, daß auch über den Einfluß von Verdrehungs- und Scherkräften Erkundigungen eingezogen werden, da es viel

[1]) Böhm: Walles Saxonia- und Bavaria-Masten. Armierter Beton. 1911, Heft 5. — Förster: Probebelastungen bei Schleudermasten der Firma Dyckerhoff & Widmann. Armierter Beton. 1913, Heft 1.

häufiger vorkommt, daß nur ein teilweiser, als ein allpoliger Leitungsbruch eintritt.

Die Fundamentierung der Betonmasten erfolgt bei Abspannmasten und Winkelpunkten in der Form, daß in der Regel zwei ringförmige Betonbalken (Fig. 128) mit einigen Rundeisenstäben armiert um den Mastfuß gelegt werden und zwar einer davon dicht unterhalb der rdoberfläche und einer am unteren Ende des Mastfußes. Auf gerader Strecke ist eine Einbetonierung der Masten bei gewachsenem Boden nicht erforderlich, weil sie einerseits durch ihr Eigengewicht bereits standsicher genug sind und andererseits bei ungleichem Leitungszuge oder bei Abspannungen infolge der großen auf das Erdreich wirksamen Fläche geringe Flächendrücke ergeben.

Da die Betonmasten gleichgültig welcher Form naturgemäß wesentlich schwerer sind als Holz- und Eisenmasten, so spielen die Kosten und die Schwierigkeiten des Transportes zur Verwendungsstelle eine nicht zu unterschätzende Rolle. Dazu kommt ferner, daß die Betonmasten beim Transport unter Umständen zerschlagen werden können. Diese Gründe haben die Fabrikationsfirmen veranlaßt, dort, wo die Betonmasten gebraucht werden, besondere Anlagen zur Herstellung derselben zu errichten, was jedenfalls unvergleichlich billiger ist als langer Eisenbahntransport allerdings unter der Voraussetzung, daß der Beton billig zu beschaffen ist. So wurden z. B. die beim Bau der Überlandzentrale Belgard A.-G. (Pommern) erforderlichen Eisenbetonmasten für die 40 000-Volt-Leitungen zum großen Teil an Ort und Stelle selbst hergestellt. Man hatte dort nur notwendig, die Masten bis zu ihrem eigentlichen Standplatze zu transportieren.

Der Preis der Betonmasten liegt etwa zwischen den Preisen der Holz- und der eisernen Gittermasten annähernd die gleiche Belastungsfähigkeit natürlich vorausgesetzt.

Eine der amerikanischen Betonmasten-Anlagen, die bisher ausgeführt worden ist, und die sich nunmehr schon seit 1905, also 9 Jahre hindurch bewährt hat, ist die von der General Electric Co. gebaute Leitungsstrecke am Welland-Kanal der Hamilton Cataract Power, Light and Traction Co. von St. Catharine nach Welland. Die Streckenlänge beträgt 8 km, der Mastabstand durchschnittlich 60 m, die Übertragungsspannung 40 000 Volt. Es sind zwei Dreiphasenstromkreise und zwei zweipolige Telephonstromkreise vorhanden. Die Masthöhe schwankt zwischen 10÷22 m, der Spitzenzug kann bis zu 750 kg betragen. Das Gewicht eines Mastes von 10 m Länge beträgt etwa 2000 kg, von 16 m Länge etwa 4000 kg. Beim Decew-Fall am Wellandflusse war eine Spannweite von 120 m zu überbrücken.

Ferner sind am alten Welland-Kanal zwei Betonmasten aufgestellt, die eine Höhe von 45 m haben. Diese Masten haben eine Grundfläche von 790 × 790 mm am Fuß und 280 × 280 mm am Zopf. Das Gewicht eines Mastes beträgt etwa 38 000 kg. Ausgerüstet sind die Masten mit zwei Kreuzarmen, die je 8 Niederspannungsleitungen tragen. In

die Erde sind sie 4,8 m tief eingegraben und mit großen Betonplatten noch besonders fundamentiert.

Im Gegensatze zu den Saxonia-Masten sind diese Masten als volle quadratische Prismen ausgeführt und mit eingegossenen Steigstangen versehen. Die Armierung der Masten erfolgt durch Stahlstangen (je eine für jede Ecke), die sich nach der Spitze zu verjüngen. Die damalige Kalkulation hatte ergeben, daß diese Betonmasten fertig aufgestellt billiger waren als Stahltürme.

f) Die Isolatorbefestigung am Maste (Querarme, Traversen, Leitungsträger). Bei Holzmasten kommen verschiedene Arten der Isolatorbefestigung am Mast zur Anwendung, und zwar wird die Isolatorstütze

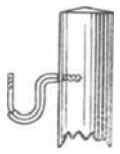


Fig. 132. Isolatorstütze für Holzmasten.

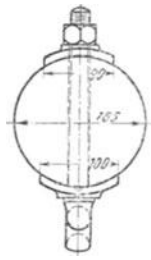


Fig. 134.

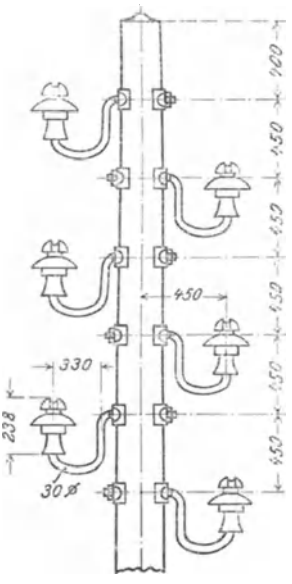


Fig. 133. Isolatorenbefestigung an Holzmasten: 6 Leitungen von je 50 mm².

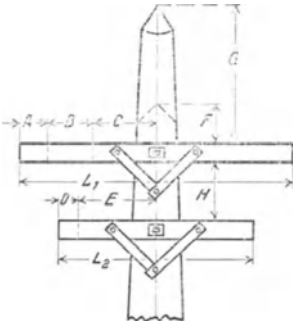


Fig. 135. Holztraversen für Isolatorenbefestigung an Holzmasten.

entweder mit Holzgewinde versehen und in den Mast eingeschraubt oder auf einem hölzernen bzw. eisernen Querträger aufgeschraubt. Die erstgenannte Form hat den Vorteil der Billigkeit, aber den Nachteil, daß der Mastquerschnitt geschwächt und dadurch die Bruchsicherheit der Holzstange verringert wird (siehe auch die Angaben auf S. 142 über den

schädlichen Einfluß von Metallsalzen als Imprägnierungsmittel bei Holzmasten). Ferner kann das direkte Einschrauben der Isolatorstützen in den Mast nur bei geringen Spannweiten bis höchstens 40 m und kleinen Leiterquerschnitten angewendet werden, da anderenfalls die Stützendurchmesser zu groß werden. Schließlich setzt die Zahl der Leitungen pro Mast und die Höhe der Übertragungsspannung dieser Befestigungsart eine Grenze. Man wählt diese Form in der Regel höchstens für Spannungen bis 15 000 Volt.

In Fig. 132 ist eine schmiedeeiserne, gebogene Isolatorstütze mit Holzgewinde abgebildet, wie sie bei Telephon- und Telegraphenleitungen und auch bei unbedeutenderen Starkstrom-Freileitungen benutzt wird. Die Fig. 133 zeigt ferner den Oberteil eines Holzmastes aus der Leitungsanlage des Überlandkraftwerkes am Anza[1]), und in Fig. 134 ist die Befestigung dieser Isolatorstütze am Mast abgebildet. Die schmiedeeisernen Stützen durchdringen den Mast vollständig und werden durch Muttern unter Benutzung starker und großer Unterlegplatten festgezogen. Diese

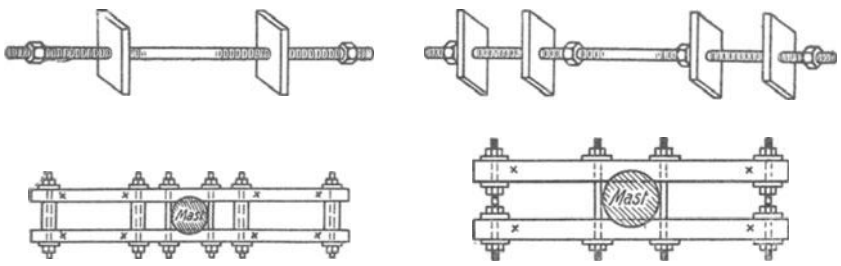


Fig. 136 u. 137. Holztraversen (doppelt) mit Befestigungsvorrichtung.

Isolatoranordnung, die im übrigen kaum billiger ist als zwei Holztraversen ähnlich Fig. 135 kann aber keineswegs als besonders vorteilhaft bezeichnet werden, einmal weil bei den großen Leiterquerschnitten von 50 mm² und bei 6 Leitungen an jedem Mast der Mastkopf stark geschwächt wird, und ferner weil beim Bruch einer der oberen Leitungen dadurch, daß die beiden Stromkreise untereinander angeordnet sind, ein Kurzschluß des zweiten Stromkreises unbedingt hervorgerufen wird. Es ist jedenfalls immer günstiger, die Stromkreise nebeneinander zu verlegen (Fig. 53).

Ganz allgemein empfiehlt es sich ferner, das Zopfende des Mastes mit einem stramm aufgepaßten, breiten Eisenringe zu versehen, um beim Einschrauben der Isolatorstützen ein Platzen des Holzes zu verhüten. Diese Maßregel ist auch anzuwenden, wenn bei Drehstrom und dreieckförmiger Anordnung der Isolatoren ein Isolator auf die Mastspitze gesetzt wird. Allerdings kann hierdurch nicht verhindert werden, daß die Stützen auf der Mastspitze mit der Zeit herausfaulen.

Die zweite Art der Befestigung der Isolatoren ist diejenige auf hölzernen oder eisernen Querträgern (Traversen), für die zunächst bei Holz

[1]) Hochspannungs-Wasserkraftanlage am Anza ETZ. 1909, Heft 18, S. 425

als Material in den Fig. 135 bis 139 einige charakteristische Ausführungsformen wiedergegeben sind.

Holz für die Querträger verwendet man in Deutschland wegen der geringen Sicherheit beim Leitungsbruch äußerst selten. Diesem Übelstande begegnen die amerikanischen Firmen dadurch, daß sie bei größeren Leiterquerschnitten oder Spannweiten für jeden Mast zwei Traversen benutzen, die durch verschraubte Querriegel sicher in ihrem Abstande gehalten und durch Verstrebungen, sowie einen den Mast durchdringenden Eisenbolzen (Fig. 135) oder nach der Art der Fig. 136 und 137 am Mast befestigt werden. Ein besonderer Isolationswert gegen Erd- und Kurzschlüsse, den man durch die Benutzung von Holztraversen bei Isolatorbeschädigungen, Herabfallen der Leitung vom Isolator u. dgl. zu erreichen glaubt, ist denselben indessen nicht beizumessen, und es gilt hierfür das auf S. 201 für die hölzernen Isolatorstützen Gesagte sinngemäß.

In Tab. X sind die Maße für die Isolatorabstände usw. unter Zugrundelegung der Fig. 135 zusammengestellt, wie sie von der General Electric Co. in der Regel benutzt werden. Die Gesamtkosten pro Querträger

Tabelle X.

Spannung zwischen zwei Leitungen Volt	*A*	*B*	*C*	*D*	*E*	*F*	*G*	*H*	L_1	L_2
2 300 bis 6 600	100	450	500	100	650	200	1200	600	2100	1500
10 000 „ 20 000	100	600	500	100	650	200	1500	600	2400	1500
20 000 „ 30 000	150	750	600	150	750	250	1650	750	3000	1800
30 000 „ 40 000	150	910	600	150	910	250	1650	910	3320	2120

Sämtliche Maße in Millimetern nach deutschen Verhältnissen auf gerade Zahlen abgerundet.

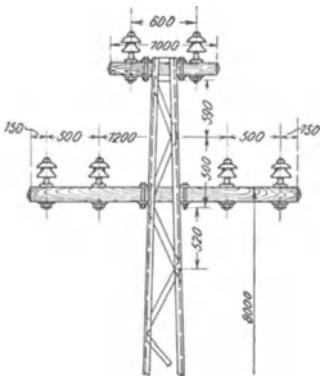


Fig. 138. Eiserner Gittermast der Fernleitung Caffaro-Brescia (Oerlikon). 40 000 Volt, Drehstrom, Holztraversen.

einschließlich Montage werden bei dieser amerikanischen Ausführung nicht billiger als die nunmehr zu besprechenden Eisentraversen unberücksichtigt der doppelten Zahl von Isolatoren, die jedenfalls nach deutschen Begriffen auch selbst bei niedrigen Spannungen keine Verbesserung der Anlage bedeutet. Die Traversen werden vorzugsweise aus zähem Fichtenholze hergestellt, vor der Verwendung mit Leinöl, Paraffin oder auch Teeröl getränkt und außerdem mit einer wettersicheren Mineralfarbe gestrichen. Dabei ist aber darauf zu achten, daß die Imprägnierung erst erfolgt, nachdem die Löcher für die Isolatorstifte und Befestigungsbolzen gebohrt sind, damit nicht an diesen besonders gefähr-

deten Stellen frühzeitige Zerstörung durch Fäulnis eintritt. Hinsichtlich der Anstrich- bzw. Imprägniermittel gilt sinngemäß das über Metallsalztränkungsstoffe auf S. 142 Gesagte.

Hin und wieder sind auch bei eisernen Masten Querträger aus Holz zur Anwendung gekommen so z. B. bei der von Oerlikon gebauten Fernleitung Caffaro-Brescia. Ein normaler Gittermast (Streckenmast) aus dieser Strecke mit zwei Drehstromleitungen (40 000 Volt) ist in Fig. 138 abgebildet. Ferner sei erwähnt, daß man auch bei Eisentraversen den Isolationswert dadurch zu erhöhen versucht hat, daß man die Isolatorenstützen nicht unmittelbar auf das Eisen, sondern auf Hartholzklötze aufschraubte und letztere in Doppeltraversen einklemmte. Alle diese Mittel können wohl, solange sie noch neu sind,

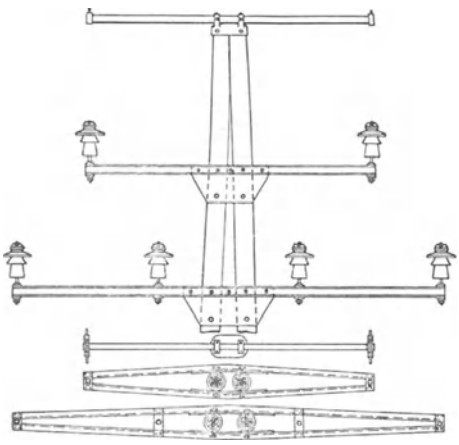


Fig. 139. Isolatorträger an Holzmasten für zwei Drehstromlinien 30 000 Volt und Blitzschutzdrähte (Eisentraversen).

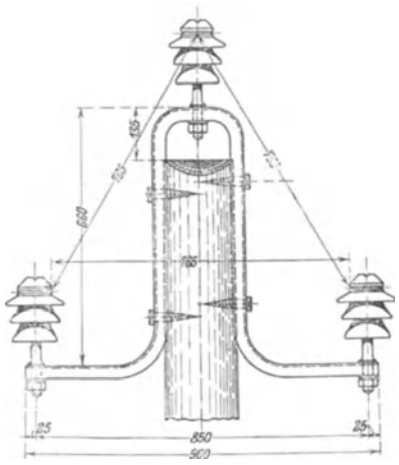


Fig. 140. Lyratraverse der Siemens-Schuckert-Werke.

vorübergehende Erfolge bringen, sind aber auf die Dauer nicht brauchbar. Man sollte daher von vornherein richtig bemessene Isolatoren, hohe Isolatorstützen und Eisentraversen benutzen und so auf die natürlichste Art und Weise die Sicherheit in den Gliedern der Fernleitungsanlage erreichen.

In Deutschland benutzt man bei Hochspannungsanlagen mit Holzmasten häufig Traversen aus U-Eisen, die mit einfachen Rundeisenschellen am Maste befestigt werden. Bei größeren Spannweiten und stärkeren Leiterquerschnitten kommen Doppeltraversen (je ein U-Eisen auf jede Mastseite) zur Verwendung, wie Fig. 139 für einen A-Mast zeigt. Auch besondere, aus Flacheisen gebildete Isolatorenträger, sog. Konsole, sind in Gebrauch.

Eine recht zweckmäßige sowohl in der Anschaffung als auch in der Montage billige Isolatorbefestigung an Holzmasten wird von den Sie-

mens-Schuckert-Werken angewendet, die in Fig. 140 abgebildet ist. Diese sog. Lyratraverse besteht ebenfalls aus U-Eisen. Sie hat die Vorteile, daß ein gewünschter Abstand der Leitungen voneinander leichter eingehalten und der Mast um etwa 1 m kürzer gewählt werden kann. Ferner werden die Gesamtkosten eines fertig ausgerüsteten Mastes billiger als z. B. für die Form ähnlich Fig. 135, und die Leitungsanlage bekommt ein solides, schönes Bild. Das Anbringen eines Schutzdrahtes über den Leitungen nach Fig. 139 ist bei Benutzung der Lyratraverse nur schwer möglich.

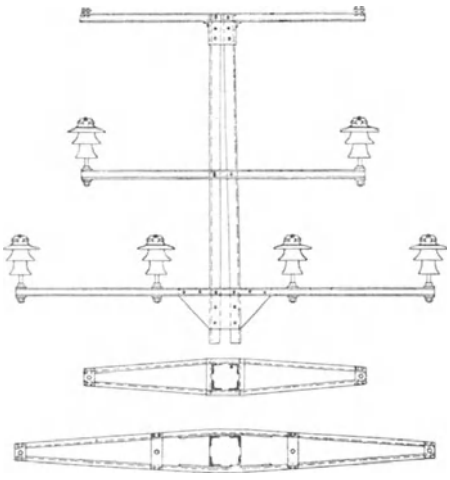


Fig. 141. Isolatorträger an Eisenmasten für zwei Drehstromlinien 45 000 Volt und Blitzschutzdrähte (Eisentraversen).

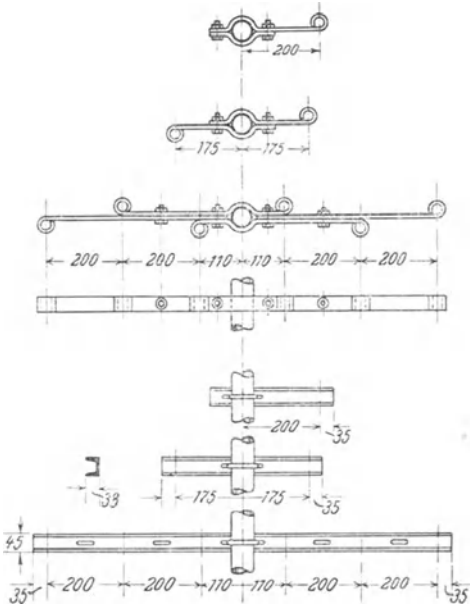


Fig. 142. Isolatorträger für eiserne Rohrmasten.

Bei Eisen- und Betonmasten werden nur Querträger aus U-Eisen verwendet (Fig. 141) und die Isolatoren auf kurze gerade Stützen aufgeschraubt, die durch beide Schenkel des U-Eisens durchgeführt sind.

Bei eisernen Rohrmasten sind bei größeren Zugkräften U-Eisen-, bei kleineren Zugkräften Flacheisentraversen im Gebrauch, für die einige Ausführungsformen der Mannesmannröhren-Werke in Fig. 142 zusammengestellt sind.

11. Die Freileitungsisolatoren.

a) Allgemeine Bedingungen. Die Isolatoren haben in den Freileitungsanlagen die Aufgabe, die Leitungen gegen Erde d. h. also gegen den Mast bzw. gegen die mit diesem in Verbindung stehenden Quer-

arme oder bei Mauerbefestigungen z. B. gegen die Mauer zu isolieren, und sie ferner gegen Orts- und Lagenveränderungen zu sichern. Da von dem dauernd guten Isolationszustande der Leitungen die ungestörte Leistungsübertragung in ganz bedeutendem Maße abhängt, ist es selbstverständlich, daß die Isolatoren nach Material, Form und Befestigung bestimmten und zwar sehr scharfen Anforderungen genügen müssen. Für diese gilt:

hinsichtlich des Materials:

Dasselbe darf nicht hygroskopisch und muß gegen Witterungs- und chemische Einflüsse, sowie gegen hohe Temperaturen und plötzlich auftretende große Temperaturunterschiede unempfindlich sein. Ferner muß es sich bequem und zuverlässig fabrikationsmäßig bearbeiten lassen, damit die Herstellungskosten der Isolatoren in wirtschaftlichen Grenzen liegen;

in elektrischer Beziehung:

Der Isolator muß verhindern, daß bei normalen oder unter bestimmten Betriebs- und Witterungsverhältnissen eine elektrische Entladung von der Leitung über seine Ränder durch die Luft zur Stütze eintritt, und daß ferner Strom von der Leitung über seine Oberfläche zur Stütze oder dem sonstigen Befestigungsmittel am Mast und von dort zur Erde übergeht. Schließlich muß er eine hohe Festigkeit gegen Spannungsdurchschläge von der Leitung zu seiner metallischen Befestigung besitzen;

in mechanischer Beziehung:

Der Isolator muß genügende Festigkeit in der Richtung der auftretenden oder unter bestimmten Verhältnissen zu erwartenden Zug- Druck- oder Biegungsbeanspruchungen aufweisen und leichten Transport, sowie bequeme Montage auch bei nicht immer sorgfältiger Behandlung ermöglichen.

Schon aus dieser Zusammenstellung der allgemeinen Bedingungen ist zu erkennen, daß der projektierende Ingenieur bei der Auswahl bzw. der Begutachtung eines Isolators, besonders wenn es sich um höhere Spannungen und größere Mastabstände sowie um ungünstige Gegenden handelt (gewitterreiche Geländestriche, Nähe der Meeresküste, Schnee- und Sandstürme, chemisch verunreinigte oder mit Ruß und Staub stark durchsetzte Luft usw.) außerordentlich vorsichtig zu Werke gehen muß. Isolatorbeschädigungen können z. B. in schwer zugänglichem Gelände oder im Winter bei Schnee und Eis nicht nur stunden-, sondern oft tagelange Betriebsstörungen verursachen, bis sie gefunden und beseitigt worden sind. Das bedeutet dann aber nicht nur einen Ausfall in den Einnahmen für die Stromlieferungen, sondern kann neben großen Ausgaben für die Behebung der Störung auch noch andere Übelstände im Gefolge haben, wie auf S. 110 bereits erwähnt. Zu klein gewählte Isolatoren oder solche ungeeigneter Form können andererseits oft schon nach kurzer Betriebsdauer die wirtschaftliche Stromlieferung unmöglich machen und zu einem vollständigen Umbau der Linie führen.

b) Das Material. Als Material für die Freileitungsisolatoren kommt zur Verwendung:

α) Porzellan,

β) Ambroin,

γ) Glas,

und zwar wird Porzellan heute, namentlich wenn es sich um höhere Spannungen handelt, fast ausschließlich benutzt. Trotzdem sollen der Vollständigkeit wegen auch die beiden anderen Materialien eingehender besprochen werden.

α) Das Porzellan[1]), ein Gemisch von Feldspat, Quarz und Kaolin, unter hoher Temperatur im Ofen zusammengeschmolzen, ist für diese Zwecke das beste und zuverlässigste Material, und es sei auch hier wiederum darauf hingewiesen, daß das Beste unter voller Berücksichtigung seiner Vorzüge immer noch das Billigste ist. Von den verschiedenen Porzellanarten ist für die Elektrotechnik nur das Edel- oder Hartporzellan mit glasierten Oberflächen brauchbar, das im Nachfolgenden deshalb stets vorausgesetzt wird.

Porzellan ist sowohl im glasierten, als auch im unglasierten Zustande nicht hygroskopisch. Diese Eigenschaft zusammen mit dem geringen Wärmeausdehnungskoeffizienten, der zur Folge hat, daß selbst die schroffsten Temperaturwechsel keinen Einfluß haben (siehe S. 207), ist hinsichtlich der Forderung der Wetterbeständigkeit und der langen Lebensdauer von hervorragender Bedeutung. Dazu kommt ferner, daß die Glasur auch gegen chemische Einflüsse außerordentlich widerstandsfähig ist[2]). Das ist gleichbedeutend mit einer dauernd vorzüglichen Oberflächenbeschaffenheit, wodurch der Wert der Oberflächenisolation besonders bei schlechter Luftbeschaffenheit günstig beeinflußt wird.

Die fabrikationsmäßige Bearbeitung bietet keine Schwierigkeiten. Es kann leicht und zuverlässig jede gewünschte Form hergestellt werden. Der Preis fertiger Isolatoren bewegt sich im Vergleich zu demjenigen für die anderen Materialien in wirtschaftlichen Grenzen.

In elektrischer Beziehung gehört Porzellan zu den besten Nichtleitern, die praktisch Verwendung finden können. Im glühenden Zustande wird es allerdings zum Leiter, was hier aber ohne Bedeutung ist, da dieses naturgemäß nicht eintreten darf.

Die Festigkeit gegen Spannungsdurchschlag[3]) (elektrische Durchschlagsfestigkeit) weist einen sehr hohen Wert auf. So hält z. B. eine Platte von 1 mm Stärke eine Spannung von 10 000 Volt aus. Die

---

[1]) Dr. A. Zöllner: Porzellan als Isolierungsmaterial vom physikalisch-chemischen Standpunkte. ETZ. 1908, S. 1257 u. 1909, S. 95. — Rob. M. Friese: Das Porzellan als Isolier- und Konstruktionsmaterial in der Elektrotechnik, bearbeitet im Auftrage der Porzellanfabrik Hermsdorf, Klosterlausnitz.

[2]) Es sind von Prof. Dr. Linck, Jena, für Hermsdorfer Porzellan folgende Härtezahlen gefunden worden: unglasiertes, gargebranntes Porzellan = 7, Glasur = 8, wogegen nach der Mosschen Härteskala Quarz = 7, Topas = 8, Korund = 9, Diamant = 10 aufweisen.

[3]) Dr. G. Benischke: Angriff und Durchschlag von Porzellan durch Hochspannungsentladungen. EKB. 1909, Heft 21.

Durchschlagsfestigkeit des Isolators ist natürlich abhängig von seiner Wandstärke zwischen Leitung und Metallteilen (Stütze, Kappe). Sie steigt aber nicht proportional mit dieser, sondern in geringerem Maße, weil mit größer werdendem Elektrodenabstande die Beanspruchung rascher als die Spannung steigt. Diese Erscheinung kommt mehr oder weniger allen Isoliermaterialien zu. In Fig. 143 ist eine Kurve für die Durchschlagsfestigkeit von Porzellanrohren dargestellt, die von der Porzellanfabrik Rosenthal ermittelt worden ist. Durch die Glasur wird die Durchschlagsfestigkeit an sich nicht erhöht. Das Glasieren hat für diese Beanspruchung vielmehr nur den Zweck, die Homogenität des Materials zu verbessern. Geringste Beschädigungen in der Glasur (Haarrisse, Punktierung bei der elektrischen Prüfung des Isolators) können schon die Ursache dafür sein, daß ein Spannungsdurchschlag bei

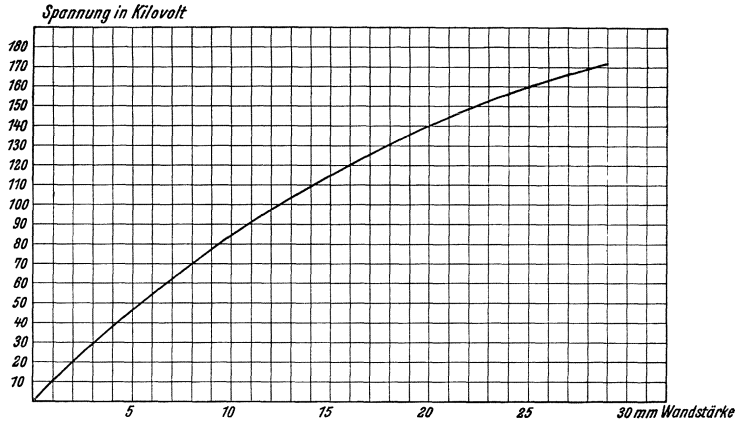


Fig. 143. Kurve der Durchschlagsfestigkeit für Edelporzellan.

geringerer Spannungshöhe auftritt als eigentlich vorausgesetzt. Hierauf wird auf S. 185 noch besonders eingegangen werden.

Die oben bereits erwähnte dauernd gut bleibende Oberflächenbeschaffenheit ist für die Oberflächenisolation von besonderem Vorteil, zumal die Glasur auch vom Wasser nicht bleibend benetzt wird, weil dasselbe an der glatten Oberfläche schnell abläuft. Ferner haften Ruß und Staub nur schlecht an der Oberfläche und können leicht entweder vom Winde abgeblasen oder vom Regen abgewaschen werden (siehe S. 188).

Die mechanische Festigkeit des Hartporzellans weist ebenfalls sehr günstige Werte auf, die für einzelne Beanspruchungen die Festigkeitsziffern für Gußeisen erreichen bzw. sogar überschreiten. So wurde aus einer Reihe von Versuchen gefunden:

Druckfestigkeit 4500÷4700 kg/cm²,
Zugfestigkeit 1500÷1700 kg/cm²,
Biegungsfestigkeit 490 kg/cm².

Hieraus erkennt man, daß die Festigkeit gegen Druck am größten ist; es muß infolgedessen stets darauf geachtet werden, daß die mechanische Beanspruchung von Freileitungsisolatoren aus Porzellan tunlichst vollkommen in die Richtung einer Druckbeanspruchung gelegt ist. Das wird z. B. bei den Stütz- oder Tragisolatoren (S. 189) dadurch erreicht, daß die Stütze, auf der der Isolator befestigt ist, bis in die Ebene der Halsrille, in der der Bindedraht oder die sonstige Befestigung der Leitung liegt, hineingeführt wird (Fig. 144), weil dann Zugkräfte an der Halsrille, die durch Wind- und Eisbelastungen auf der Leitung, in Kurven, bei Abspannungen und beim Leitungsbruch entstehen, nur Druckbeanspruchungen im Porzellan ergeben.

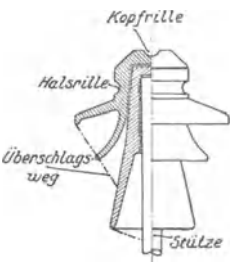


Fig. 144. Hochspannungs-Stützisolator (Deltaglocke von Hermsdorf).

Für die Unempfindlichkeit beim Transportieren und Montieren ist außer der Form des Isolators, über die erst auf S. 189 gesprochen wird, die Zerbrechlichkeit des Materials an sich von Bedeutung. Diese ist bei Porzellan nicht auf zu geringe Festigkeit, sondern auf die Sprödigkeit und den Mangel an Dehnung zurückzuführen. Bei sorgfältiger Fabrikation können indessen innere Spannungen im Isolator leicht vermieden werden, worauf der Umstand deutet, daß bei Beschädigungen z. B. durch Steinwürfe, Gewehrschüsse u. dgl. nur muschlige Stücke abspringen und nicht, wie das bei Glas fast immer der Fall ist, vollständige, regellose Zertrümmerung eintritt. Die Bruchstelle muß bei gutem Porzellan stets eine vollkommen verglaste Struktur aufweisen.

Schließlich sei noch das spezifische Gewicht erwähnt, das für gargebranntes, also fertiges Porzellan 2,30÷2,40 beträgt.

β) Ambroin. Dieses Material, das aus fossilen Harzen bereitet wird, kommt heute immer seltener für die Herstellung von Freileitungsisolatoren, namentlich wenn es sich um höhere Spannungen handelt, zur Verwendung. Dagegen wird Ambroin z. B. bei den Fahrleitungen elektrischer Bahnen in ausgedehntem Maße für die Isolation bei Fahrdrahthaltern, Abspannisolatoren u. dgl. benutzt.

Gegen die Aufnahme von Wasser ist dasselbe ebenfalls unempfindlich. Auch die Wetterbeständigkeit im allgemeinen ist gut, was nach den einzelnen Teilen, aus welchen das Material zusammengesetzt ist, in der Natur der Sache liegt. Nachteilig dagegen ist, daß die Oberflächenbeschaffenheit nicht dauernd unverändert bleibt. Ursprünglich befindet sich aus Gründen der Fabrikation (Preßverfahren) auf der Oberfläche eine dünne Fetthaut; dieselbe wird aber bei Regen oder schon bei der Prüfung unter der Brause in der Fabrik bald abgewaschen, und dann ist die bleibende Wasserbenetzung wesentlich stärker als bei Porzellan. Das bedeutet in elektrischer Hinsicht einen Nachteil, der darin liegt, daß die Oberflächenisolation verschlechtert wird. Gegen Temperatureinflüsse ist Ambroin ebenso unempfindlich wie Porzellan.

Dagegen erweicht sich das Material schon bei etwa 120° C, was als ein weiterer Nachteil bezeichnet werden muß, denn diese Temperatur kann unerwartet, aber auch bewußt hin und wieder bei den Freileitungen auftreten und zwar z. B. bei Kurzschluß, bei Überlastung eines Leitungsstranges infolge Störung auf einem zweiten, in den Tropen usw. Da durch das Erweichen des Ambroins bei wechselnden Beanspruchungen durch Wind, ungleichen Leitungszug usw. am Isolator Formveränderungen möglich sind, so ist bei der Wahl dieses Materials naturgemäß große Vorsicht geboten, denn durch die Formveränderungen können die elektrischen Verhältnisse des Isolators (Überschlagsspannung, Durchschlagsfestigkeit) so verschlechtert werden, daß Betriebsstörungen unter Umständen sogar in größerem Umfange durch den Defekt einer ganzen Anzahl von Isolatoren auf einer Leitungsstrecke die Folge sind.

Hinsichtlich der Durchschlagsfestigkeit ist der Unterschied gegenüber Porzellan nicht bedeutend, aber es tritt, wenn ein Durchschlag erfolgt, der große Nachteil in die Erscheinung, daß Ambroin brennt. Da bei einem Spannungsdurchschlage eine nachfolgende wenn auch geringe Lichtbogenbildung nicht ausgeschlossen ist, so kann der Isolator dadurch in Brand gesetzt werden und dann nicht nur die Leitung selbst, sondern auch die benachbarten Isolatoren und bei Holzgestänge diese gefährden, wodurch der Umfang der an sich durch den Spannungsdurchschlag verursachten Betriebsstörung noch vergrößert werden würde. Viel verhängnisvoller kann dieser Nachteil der Brennbarkeit aber werden, wenn Spannungsüberschläge eintreten, die über den ganzen Isolator von der Leitung zur Stütze erfolgen und sich stets in Form eines mehr oder weniger kräftigen Lichtbogens vollziehen. Demnach eignet sich schon aus diesem Grunde Ambroin nicht ohne weiteres für Hochspannungsisolatoren über etwa 10 000 Volt, wenn man nicht durch besonders reichlich gewählte Abmessungen das Durch- bzw. Überschlagen zur Unmöglichkeit macht. Dann nehmen aber das Gewicht und der Preis so stark zu, daß dieses Material gegenüber dem Porzellan kaum noch Vorteile bietet.

Die Werte für die mechanische Festigkeit sind denjenigen für Porzellan angenähert gleich. Was auf S. 178 über die Druckbeanspruchung gesagt wurde, gilt sinngemäß auch für Ambroin.

Das Gewicht ist geringer als das des Porzellans. Ob aber dadurch eine nennenswerte Ersparnis für den übrigen Teil der Leitungsanlage wie Masten, Gestänge, Transporte, Montage usw., erzielt werden kann, muß jedesmal besonders untersucht werden. In der Mehrzahl der Fälle trifft das nicht zu, denn es macht für den Preis des Gestänges oder des Mastes in der Regel nichts aus, wenn ein Isolator statt 5 kg nur etwa 4,3 kg wiegt. Der Vergleich von Isolatoren aus verschiedenem Material darf sich naturgemäß nicht nur auf das Gewicht erstrecken, sondern er muß sämtliche Werte und Eigenschaften in elektrischer und mechanischer Hinsicht umfassen.

γ) Glas. Namentlich in Amerika ist noch heute vielfach Glas zur Herstellung von Isolatoren im Gebrauch, allerdings nur für Nieder-

spannungsanlagen. Für Hochspannungs-Freileitungsisolatoren ist dieses Material dagegen ungeeignet, sofern nicht eine besonders vorzügliche Qualität gewählt wird, die aber zumeist des hohen Preises wegen nicht in Frage kommen kann. In Europa hat Glas für die Zwecke der Elektrotechnik bisher so gut wie keine Anwendung gefunden.

In erster Linie ist bekanntlich Glas außerordentlich empfindlich gegen Temperaturschwankungen und bekommt Risse und Sprünge bzw. zerspringt schon bei verhältnismäßig geringen Temperaturunterschieden vollständig, die aber bei Freileitungsisolatoren fast ständig, wenn auch in geringen Grenzen, auftreten. Ferner wird die Oberfläche durch chemische und Witterungseinflüsse bald rauh und rissig, und dadurch sinkt der Wert der Oberflächenisolation sehr rasch. Dieses Material ist daher keineswegs als ein solches längerer Lebensdauer und guter Wetterbeständigkeit zu bezeichnen.

Die Härtezahl nach der Mosschen Skala liegt für Glas, wie es in Amerika für Hochspannungsisolatoren Verwendung gefunden hat, nur etwa zwischen 6÷6,3 (siehe S. 176).

Die schlechten Eigenschaften dieses Materials an sich sind naturgemäß auch die Ursache dafür, daß die elektrischen Anforderungen nicht erfüllt werden, und es kann daher wohl davon abgesehen werden, noch näher auf diese Verhältnisse einzugehen.

c) Die Forderungen in elektrischer Beziehung. Außer den Materialbedingungen haben die Isolatoren weiter ebenso scharfen Forderungen in elektrischer Hinsicht zu genügen, die für die Form und die Abmessungen bestimmend sind. Es kommen hierfür in Frage:

α) Die Randentladung und die Überschlagsspannung,

β) die Durchschlagsfestigkeit,

γ) die Oberflächenisolation.

Für diese gibt in der Hauptsache also die Spannung, mit der die Kraftübertragungsanlage arbeitet, bzw. das Potential der Leitungen



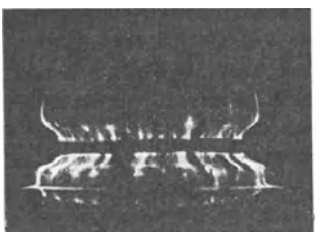


Fig. 145 und 146. Glimm- und Büschelentladungen an einem Hochspannungsisolator in trockener Luft.

gegen Erde den Ausschlag. Es werden infolgedessen in diesem Abschnitte alle die Bedingungen besprochen werden, die für die Beurteilung und Auswahl eines Isolators ganz allgemein zu beachten sind.

α) Die Randentladung und die Überschlagsspannung. Schließt man einen z. B. in der Bundrille eines Stütz- oder Tragisolators befestigten Leitungsdraht an den einen und die Isolatorstütze an den anderen Pol einer Hochspannungsleitung an, so macht sich bei niedrigen Spannungen an dem Isolator nichts bemerkbar. Erhöht man die Spannung, so treten — zunächst bei trockener Luft — unter Geräuschbildung sog. Glimm- und Büschelentladungen auf[1]), die längs der Oberfläche des Isolators verlaufen (Fig. 145 und 146). Steigert man die Spannung weiter, so streben diese Büschelentladungen in Form von Gleitfunken der metallischen Stütze zu, bis bei noch höherer Spannung ein Überschlag zur Stütze in Form eines Funkens, und bei ausreichender Größe der Energiequelle in Form eines vollständigen Lichtbogens eintritt (Fig. 147).



Fig. 147. Spannungsüberschlag bei einem Isolator in trockener Luft.

Dieses Auftreten von Gleitfunken auf den langgestreckten Mänteln oder Hülsen ist im hohen Maße von der Kapazität des betreffenden Isolators abhängig, denn die Hülse bildet mit der metallischen Stütze und der zwischen beiden befindlichen Luft einen natürlichen Kondensator. Bestände die Isolatorstütze z. B. ebenfalls aus Porzellan, so wäre die Kapazität außerordentlich viel geringer als bei Eisen, die Gleitfunkenbildung würde ganz erheblich mehr eingeschränkt sein und der Wert der Überschlagsspannung höher liegen. Leider kann man aber aus Festigkeitsgründen von den metallischen Stützen nicht Abstand nehmen.

Dort, wo geringe mechanische Beanspruchungen insbesondere Zugbeanspruchungen senkrecht zur Achse des Isolators vorhanden sind, was indessen bei Freileitungen namentlich mit hohen Spannungen kaum vorkommen dürfte, kann die Kapazität der Isolatoren dadurch verringert, die Gleitfunkenbildung also eingeschränkt werden, daß man die Isolatorstütze nicht bis in den Kopf des Isolators hineinführt, sondern den Isolator z. B. auf einen breiten Gußsockel aufkittet. Eine andere Form der Isolatoranordnung bei hohen Spannungen ist von Benischke angegeben worden, die auf S. 200 Erwähnung findet.

Durch das Entstehen eines Lichtbogens wird dann ein Erdschluß oder unter Umständen ein völliger Kurzschluß hervorgerufen, und zwar ist letzteres der Fall, wenn in Drehstromanlagen der Nullpunkt geerdet oder z. B. in Einphasenanlagen die Leitung des anderen Pols infolge eines Isolatordurchschlages mit dem Gestänge in Berührung gekommen bzw. durch andere Ursachen eine Erdung des zweiten Poles vorhanden ist. Beides hat natürlich Stromverluste und unter Umständen Betriebs-

[1]) Dr. G. Benischke: Das elektrische Verhalten der Freileitungsisolatoren und ihre Beurteilung. EKB. 1908, Heft 3.

störung zur Folge, letzteres weil der Lichtbogen eine Beschädigung des Isolators oder eine Verletzung der metallischen Isolatorbefestigungen am Gestänge bzw. der Leitungsbefestigung am Isolator (An- und Abschmelzen mit nachfolgendem Leitungsbruch) hervorrufen kann. Es sei hier bemerkt, daß ein reiner oder beschmutzter Zustand der trockenen Isolatoroberfläche auf die Überschlagsspannung keinen Einfluß ausübt.

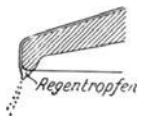


Fig. 148. Form des Wassertropfens am Rande eines Hochspannungsisolators unter Spannung.

In wesentlich verstärktem Maße treten diese Erscheinungen auf, wenn der Isolator unter Regen, insbesondere unter schräg einfallendem Regen oder im Nebel steht bzw. mit Eis überzogen ist oder Eiszapfen angesetzt hat, und zwar weil dann durch die Feuchtigkeit der umgebenden Luft bzw. den feuchten Zustand der Oberfläche der Überschlagsweg zwischen Leitung und Stütze wesentlich verkürzt wird. Durch die Be-





Fig. 149 und 150. Hochspannungsisolator unter Spannung im Regen ohne untere Hülse. im betriebsmäßigen Zustande.

netzung der Isolatoroberfläche wird diese mit einer je nach der Beschaffenheit der Oberfläche selbst mehr oder weniger gut leitenden Wasserhaut bedeckt und infolgedessen der Überschlagsweg weiter verkürzt. Daß hingegen durch die von dem oberen Isolatorrande abfließenden, elektrisch geladenen Wasserteilchen bzw. Fäden die Länge des Überschlagsweges nicht wesentlich verringern wird, hat Gerstmeyer[1]) durch eine Reihe von Versuchen nachgewiesen. Wie die Fig. 148 bis 150 deutlich erkennen lassen, werden im Gegenteil infolge von elektrostatischen Wirkungen die Wasserteilchen von dem Isolatorrande

[1]) M. Gerstmeyer: Freileitungsisolatoren. EKB. 1909, Heft 19, 20, 21.

nach außen abgeschleudert[1]). Um nun den Überschlagsweg so zu vergrößern, daß selbst unter den ungünstigsten Witterungsverhältnissen erst bei einer bestimmten Spannungshöhe eine Entladung von der Leitung zur Stütze erfolgt, sind von den Porzellanfabriken eine ganze Reihe von Isolatorformen erdacht worden, auf die weiter unten näher eingegangen werden wird.

Aus dieser kurzen Schilderung geht aber schon hervor, daß die Brauchbarkeit eines Isolators für Hochspannung in erster Linie bestimmt wird durch die seiner Form entsprechende Randentladung bzw. Überschlagsspannung. Hinsichtlich der letzteren ist noch Folgendes zu beachten: Ist die Spannung so hoch angewachsen, daß ein Überschlag eintritt, so kann sie um einen gewissen Betrag sinken, ohne daß der Lichtbogen zwischen Leitung und Stütze erlischt. Erst beim Unterschreiten einer bestimmten tieferen Spannung wird der Lichtbogen unterbrochen. Man hat demnach zu unterscheiden zwischen einer Maximum- und einer Minimumspannung, und der Isolator muß infolgedessen stets größer als der Minimumspannung entsprechend gewählt werden.

Mit dem Auftreten der Randentladungen sind, wie bereits angedeutet, naturgemäß Stromverluste ähnlicher Art wie die Koronaverluste (S. 72) verbunden, die sich aber in der Regel in so kleinen Grenzen bewegen — 0,005÷0,01 Amp. pro Isolator —, daß sie zumeist vernachlässigt werden können. Derartige Verluste sind in hohem Maße von der Höhe der Spannung abhängig.

Die Höhe der Überschlagsspannung wird nun aber nicht nur bestimmt von der Form des Isolators als solcher, sondern naturgemäß von der Länge des Überschlagsweges. Für den letzteren kommen alle diejenigen Weglängen als Entladestrecken in Betracht, an denen der Lichtbogen nicht auf nassen Oberflächen Auflage findet, sondern wo er tatsächlich freie Luftstrecken überbrücken muß. In Fig. 144 ist dieser Überschlagsweg gekennzeichnet unter der Annahme, daß der Regen den Isolator unter etwa 45° trifft. Nach Angaben von Weicker[2]) und auf Grund verschiedener rechnerischer Prüfungen kann man annehmen, daß je nach der Form des Isolators für 1 cm des zu überschlagenden Luftweges bei einer Regenstärke von etwa 3 mm, die in Deutschland schon den stärksten Regengüssen entspricht, eine Spannung von 3500÷4000 Volt notwendig ist.

Beim Vergleich von Isolatoren verschiedener Formen muß auch darauf geachtet werden, bei welcher Spannungshöhe vor der Überschlagsspannung Glimmlicht und Gleitfunken auftreten. Letztere Erscheinung soll nicht allmählich eintreten, bis schließlich der Überschlag erfolgt,

[1]) Wenn auch die Verkürzung des Überschlagsweges durch den sich sofort in einzelne Teilchen auflösenden Wasserfaden unbedeutend ist, so spitzen sich doch die am Rande ablaufenden Wasserteilchen zu, wirken ähnlich wie eine Spitzenelektrode und haben dadurch eine wenn auch geringe Herabsetzung der Überschlagsspannung zur Folge.

[2]) W. Weicker: Über Hänge- und Abspannisolatoren. ETZ. 1909, Heft 26 u. 27.

sondern erst möglichst unmittelbar vor diesem, denn die mit dem Glimmlicht und mit den Gleitfunken verbundene Erwärmung kann dem Isolator schaden und bewirkt außerdem durch die Ionisierung der Luft einen frühzeitigeren Spannungsüberschlag.

Da die Höhe der Überschlagsspannung bei trockener Luft einen anderen, naturgemäß wesentlich höheren Wert besitzt als bei Regen, so wird das Verhältnis dieser beiden Spannungswerte (E_R Überschlagsspannung bei Regen, E_t Überschlagsspannung bei trockener Luft) ein Maß sein für den Vergleich verschiedener Isolatortypen. Friese nennt dieses Verhältnis:

$$\frac{E_R}{E_t} = \alpha \tag{159}$$

die Randziffer. Es wird also ein Isolator um so vorteilhafter entworfen sein, je größer α ist, d. h. je mehr der Spannungswert bei Regen demjenigen bei trockener Luft gleichkommt, weil dann die Isolatorform für beide Spannungen am kleinsten wird, und der Isolator demnach am besten ausgenutzt ist.

In direktem Zusammenhange mit der Randziffer steht das Gewicht G_J des Isolators, denn mit wachsender Betriebsspannung müssen die Ränder weiter von der Stütze fortgerückt bzw. mehrere Mäntel angeordnet werden, und dadurch nimmt der Isolator an Gewicht und an Preis zu. Das Verhältnis:

$$\frac{E_R}{G_J} = \beta \tag{160}$$

wird die Gewichtsziffer genannt, und da α mit der Spannung steigt, β mit steigender Spannung fällt, wird das Produkt:

$$\alpha \cdot \beta = \gamma \,, \tag{161}$$

die sog. Güteziffer ein Maß für die Beurteilung von Isolatoren bilden. Selbstverständlich ist nur die Güteziffer verschiedener Isolatoren aus demselben Material für die gleichen Überschlagsspannnungen unmittelbar vergleichbar. Handelt es sich um den Vergleich von Isolatoren aus verschiedenem Material, so ist an Stelle des Gewichtes G_J das Verhältnis:

$$\frac{\text{Gewicht}}{\text{spez. Gewicht}}$$

zu setzen.

Nach diesen allgemeinen Erörterungen über die Randentladung und Überschlagsspannung soll nun dazu übergegangen werden, zu untersuchen, nach welchen Gesichtspunkten Isolatoren für eine gegebene Betriebsspannung durch den projektierenden Ingenieur zu beurteilen sind. Dabei ist zunächst zu unterscheiden, ob es sich um Hauptleitungsstrecken handelt, die z. B. die Haupttransformatorenstationen oder Unterwerke mit dem Kraftwerke verbinden, oder um Nebenstrecken mehr oder weniger untergeordneter Bedeutung

und ferner, ob der Nullpunkt der Anlage also z. B. der Mittelpunkt der Transformatorenwicklung bei Einphasenstrom oder der neutrale Punkt bei Drehstrom geerdet ist.

Nach den Angaben auf S. 413 ist es möglich, daß beim Einschalten einer Hochspannungsleitung die Betriebsspannung plötzlich bis auf den doppelten Wert ansteigen kann. Es ist demnach erforderlich, daß die Isolatoren hierbei noch nicht überschlagen werden. Bezeichnet E_K die Betriebsspannung, so muß also bei dem Isolator für Hauptstrecken der Spannungsfaktor d. h. das Verhältnis Überschlagsspannung bei Regen bzw. bei den ungünstigsten Witterungsverhältnissen und schlechtestem Oberflächenzustande des Isolators zu Betriebsspannung:

$$\frac{E_R}{E_K} = \sigma = 2 \tag{162}$$

sein. Für die Betriebsspannung E_K ist die Spannung zwischen zwei Leitungen einzusetzen, die Erdung also nicht zu berücksichtigen. Je höher die Betriebsspannung ist, um so mehr wird man sich infolge der Abmessungen und des Gewichtes des kompletten Isolators diesem Grenzwerte ($\sigma = 2$) nähern, während bei geringeren Spannungen der Spannungsfaktor zumeist wesentlich höher liegt als 2.

Sind sämtliche Leitungen von Erde isoliert, so ist die Spannung einer Leitung gegen Erde etwa um 50÷60% kleiner als die Betriebsspannung. Setzt man nun bei der Berechnung des Spannungsfaktors σ für E_K die Spannung zwischen zwei Leitungen ein, so wird der Isolator normal eine vierfache und im Falle eines Erdschlusses noch eine zweifache Sicherheit gegen Spannungsüberschlag besitzen. Ist dagegen der Nullpunkt dauernd geerdet, so können keine höheren Spannungen als die normalen gegen Erde auftreten, und dann wäre es zulässig, den Spannungsfaktor kleiner (etwa $\sigma = 1{,}6 \div 1{,}7$), also $E_R = 1{,}6 \div 1{,}7 \times E_K$ zu wählen. Die Erdung hätte demnach zur Folge, daß die Isolatoren kleiner genommen werden könnten, und das wäre natürlich gleichbedeutend mit einer unter Umständen sehr ins Gewicht fallenden Ersparnis in den Anlagekosten einer Freileitungsstrecke. Indessen wird in der Praxis hierauf kaum Rücksicht genommen, zumal nie eine völlig zuverlässige Erdung gewährleistet werden kann.

Handelt es sich um Hauptleitungen, so ist selbstverständlich der Höchstwert für den Spannungsfaktor zu nehmen, denn Betriebsstörungen in diesem Teil einer Kraftübertragungsanlage werden stets am unangenehmsten empfunden, zumal auch die Hauptleitungen oftmals durch das schwierigste Gelände führen. Bei Nebenleitungen ist der Charakter und die Wichtigkeit des Anschlusses, sowie die Höhe des jährlichen Konsums und daraus die Einnahmen für die Wahl des Spannungsfaktors maßgebend. Weniger aber als etwa 60÷70% des Wertes für den Spannungsfaktor bei den zugehörigen Hauptleitungen für die Isolatoren der Nebenleitungen zu wählen, ist indessen schon sehr zu überlegen und im allgemeinen nur dann statthaft, wenn Betriebsstörungen keine allzu große Rolle spielen und leichter zu beheben sind.

Tabelle XI.

Deltaisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf S.-A.

Typenbezeichnung	Gewicht in kg	Überschlagsspannung in Kilovolt			Randentladeziffer $\alpha = \frac{E_R}{E_t}$	Gewichtsziffer $\beta = \frac{E_R}{G_J}$	Güteziffer $\gamma = \alpha \cdot \beta$	Überschlagsweg in cm		Betriebsspannung in Kilovolt
		E_t	E_R bei 0,1 mm Regenhöhe in der Minute	E_R bei 3 mm Regenhöhe in der Minute				trocken	bei Regen von 3 mm Höhe in der Minute	
J 1380	0,4	55	37	30	0,54	75	40	8,8	7,0	9
J 1381	0,7	62	44	36	0,58	51	30	10,8	9,0	13
J 1382	0,9	70	51	43	0,61	48	29	13,2	11,1	17
J 1383	1,3	77	58	49	0,64	38	24	14,8	12,6	21
J 1384	1,8	83	64	56	0,67	31	21	16,8	14,0	25
J 1385	2,3	90	72	63	0,70	27	19	18,5	15,6	29
J 1386	2,8	97	79	70	0,72	25	18	20,5	18,1	33
J 1387	3,4	104	85	75	0,72	22	16	23,2	19,8	36
J 1388	4,3	110	91	81	0,74	19	14	24,8	21,0	40
J 1389	5,0	116	97	87	0,75	17	13	27,8	23,8	43
J 1390	5,6	122	103	93	0,76	16	12	29,8	25,5	47
J 1391	6,7	128	111	99	0,77	15	12	32,0	27,5	50
J 1392	7,5	134	116	104	0,77	14	11	34,6	29,6	54
J 1393	8,9	140	121	108	0,77	12	9	36,5	31,3	57
J 1394	10,0	145	124	112	0,77	11	8	38,3	32,9	61
J 1395	12,0	150	129	116	0,77	10	8	40,2	34,7	64
J 1396	13,5	154	132	120	0,78	9	7	42,5	36,8	68
J 1397	14,1	158	140	124	0,78	8	6	43,8	38,0	71
J 1398	15,8	162	142	128	0,79	8	6	46,2	40,2	74
J 1399	17,5	166	144	131	0,79	8	6	48,2	42,0	76
J 1400	19,1	170	146	134	0,79	8	6	50,8	44,1	78
J 1401	22,0	173	150	137	0,79	8	6	52,6	45,8	80

Wie für Stützisolatoren aus der Tab. XI zu ersehen ist, beträgt die Überschlagsspannung bei Regen etwa 60÷70% und mehr derjenigen bei trockener Luft. Den Spannungsfaktor noch höher zu wählen als für Hauptleitungen angegeben, ist nur dann ohne besondere Bedeutung, wenn an geeigneten Punkten auf der Strecke bei sehr langen Leitungen bzw. bei kürzeren Leitungen im Kraftwerke und den angeschlossenen Stationen ein ausreichender Überspannungsschutz vorhanden ist. Im entgegengesetzten Falle können die Maschinen, Transformatoren usw. bei plötzlicher Spannungserhöhung z. B. durch atmosphärische Entladungen gefährdet werden, weil die Isolatoren einen Ausgleich nach Erde durch den Spannungsüberschlag nicht ermöglichen. Es ist also auch nach dieser Richtung von dem projektierenden Ingenieur wohl zu überlegen, ob die Isolatoren einen gewissen Schutz gegen Überspannungen für die Gesamtanlage bilden oder ob die Leitungen in dieser Beziehung unempfindlich sein sollen. In der Regel wird das letztere gewählt, da Überspannungsschutzapparate stets bei höheren Spannungen eingebaut werden. Für schwer zugängliche Streckenabschnitte ist dieses Vorgehen auch nur zu empfehlen.

Sind die Isolatoren sehr starker Verschmutzung durch Kohlenstaub (Nähe von Gruben und Bahnanlagen), Überziehen mit einer Salzkruste in der Nähe der Meeresküste oder von Kaliwerken oder starkem Regen in den Tropen ausgesetzt, so empfiehlt es sich, nicht Isolatoren mit dem Sicherheitsfaktor 2, sondern die nächstgrößere Type zu verwenden.

Bei der Gegenüberstellung von Porzellan- zu Ambroin- bzw. Glasisolatoren muß ferner verlangt werden, daß E_R und E_t aus mehreren aufeinanderfolgenden Prüfungen bei Regen und bei trockener Luft ermittelt worden sind, denn es kann nur auf diese Weise z. B. beim Ambroin der auf S. 178 angegebene Einfluß der Ölschicht auf den Isolatorenmänteln und das Fehlen der Glasur bzw. bei Glas die schlechte Oberflächenisolation und die stärkere Benetzung bei Regen berücksichtigt werden.

Schließlich muß man bei Vergleichen auch die Länge des Überschlagsweges bei Regen unter 45° mit in die Betrachtung ziehen und ferner auf die Stärke der Isolatorstütze achten.

Nach den Vorschriften des V. D. E. soll die Überschlagsspannung bei Hochspannungsisolatoren bei senkrecht und bei 45° geneigt einfallendem Regen von 3 mm Niederschlagshöhe in der Minute mindestens gleich der doppelten Netzspannung sein. Die Prüfung hat möglichst den praktischen Verhältnissen in bezug auf Stütze und Lage der Isolatoren entsprechend an Stichproben zu erfolgen. Die Benetzung soll 5 Minuten lang dauern.

β) Die Durchschlagsfestigkeit. Für Niederspannung bzw. wenn es sich um starke Leiterquerschnitte und große Spannweiten handelt, sowie für alle diejenigen Stellen, an denen Abspannungen oder Richtungsänderungen in der Leitung vorhanden sind, ist die Wandstärke des Isolators zwischen der Befestigungsstelle der Leitung und der geerdeten Stütze zumeist schon durch die mechanische Festigkeit gegen Zug- und

Druckbeanspruchungen so reichlich, daß sie auch gegen die elektrische Beanspruchung auf Durchschlag genügt. Handelt es sich aber um sehr hohe Betriebsspannungen, so müssen auch für die Durchschlagsfestigkeit bestimmte Vorschriften gemacht werden.

Jeder Isolatordurchschlag hat eine Betriebsstörung zur Folge, und zwar weil der Isolator an der Durchschlagsstelle entweder zertrümmert wird, so daß die Leitung herabfällt, oder doch eine so starke Beschädigung erfährt, daß ein dauernder Erdschluß auftritt, der Stromverluste und unter Umständen einen Kurzschluß verursacht. Das Auffinden eines solchen Fehlers ist oft sehr zeitraubend und schwierig, und besonders die Isolatordurchschläge können lange Betriebsunterbrechungen hervorrufen.

Da bereits auf S. 185 erwähnt wurde, daß der Isolator mindestens der doppelten Betriebsspannung standzuhalten hat, so ist ohne weiteres einzusehen, daß die Durchschlagsfestigkeit mindestens diesen Spannungswerten entsprechen oder besser, noch höher liegen muß, weil eben die Ermittlung von durchschlagenden Isolatoren auf der Strecke mit großen Schwierigkeiten verbunden ist. Nach diesen Gesichtspunkten werden heute von den größeren Porzellanfabriken die Prüfungen auf Durchschlag in der Regel vorgenommen. Der V. D. E. schreibt vor, daß sich die normale Durchschlagsprüfung auf alle Isolatoren über eine Viertelstunde im Wasserbade erstrecken soll. Dabei soll die Durchschlagsspannung der Isolatoren größer sein als die Überschlagsspannung. Bei Isolatoren für weniger als 2000 Volt Netzspannung genügen Stichproben mit 5000 Volt Prüfspannung.

γ) Die Oberflächenisolation. Die dritte Forderung in elektrischer Hinsicht erstreckt sich schließlich auf eine genügende Oberflächenisolation, die der Isolator dauernd aufweisen muß. Wie sich die einzelnen Materialien hierzu verhalten, ist bereits bei der Besprechung derselben angegeben worden. Der Wert der Oberflächenisolation hängt naturgemäß von der Oberflächenbeschaffenheit ab; er muß dauernd unverändert bleiben. Es ist also hierfür auch die Wetterbeständigkeit des Materials in Rücksicht zu ziehen.

Eine genügende Oberflächenisolation wird, wenn das Material als gut und beständig vorausgesetzt wird, erreicht durch die Form des Isolators und zwar dadurch, daß den Stromübergängen von der Leitungsbefestigung zur Isolatorstütze oder zu sonstigen an dem Maste, also mit Erde in Verbindung stehenden Eisenteilen, reichlich isolierende Wegstrecken entgegenstehen. Hierzu gehört, daß der Isolator derart geformt ist, daß ein möglichst großer Teil der Oberfläche bei Regen bzw. im Nebel trocken bleibt.

Ein Leistungsverlust über die Oberfläche kann nicht vollständig vermieden werden, denn es ist nicht zu erreichen, daß die Isolatoroberfläche stets vollständig rein bleibt. Derselbe richtet sich nach der Form und Größe des Isolators und nach Temperatur, Luftdruck, Feuchtigkeitsgrad der Luft, Oberflächenbeschaffenheit usw. Bei trockenem Wetter kann man etwa mit 0,05÷0,1 Watt pro Isolator rechnen. Bei Regen oder

Schnee dagegen steigen die Werte unter Umständen auf 0,2÷0,3 Watt bei etwa 15 000÷20 000 Volt Drehstrom, also 8700÷11 500 Volt zwischen Leitung und Stütze. Soweit Meßresultate an ausgeführten Fernleitungen von Hermsdorf vorliegen, scheinen die Wattverluste ungefähr proportional mit dem Quadrate der Spannung zuzunehmen. Verschmutzungen durch Staub, Ruß u. dgl. verschlechtern selbstverständlich die Oberflächenisolation[1]). Es haben Untersuchungen nach dieser Richtung gezeigt, daß der Leistungsverlust im trockenen Zustande des berußten oder beschmutzten Isolators im Durchschnitt etwa 1÷2 Watt, bei Regen dagegen etwa 3÷4 Watt beträgt (siehe auch S. 71). Porzellan ist hinsichtlich des Reinbleibens der Oberfläche wiederum das günstigste Material, denn die Glasur wird nicht angegriffen, und infolgedessen kann durch Wind und Regen eine fast vollständige Reinigung der Oberfläche bewirkt werden.

d) Die Isolatorformen. Nachdem besprochen worden ist, welche Gesichtspunkte im allgemeinen für die Wahl des Materials und in elektrischer Beziehung maßgebend sind, und wie bei dem Vergleiche von Isolatoren verschiedener Abmessungen vorzugehen ist, soll nunmehr zu der Beschreibung und Beurteilung der in Deutschland gebräuchlichsten Freileitungs-Isolatorformen übergegangen werden.

Man unterscheidet zwischen:

α) Stütz- oder Tragisolatoren und

β) Hängeisolatoren,

für die das Anwendungsgebiet verhältnismäßig scharf und zwar durch die Höhe der Spannung begrenzt ist. Bei den Stützisolatoren ist die Leitung oberhalb, bei den Hängeisolatoren unterhalb des Isolatorbefestigungspunktes am Maste angeordnet. Müssen die Isolatoren ständig vorhandene Zugkräfte aufnehmen z. B. in Kurven, an Abspannpunkten oder am Ende einer Leitungsstrecke, so nennt man sie allgemein Abspannisolatoren.



Fig. 151. Älterer Glockenisolator.

α) Die Stütz- oder Tragisolatoren. Der bekannteste Vertreter dieser Form ist der bei Telegraphenleitungen benutzte sog. Glockenisolator Fig. 151. Für geringe Spannungen z. B. in Gleichstromnetzen bis 500 Volt muß durch die Form des Isolators nur eine genügende Oberflächenisolation geschaffen werden, was bei den gewöhnlichen Telegraphenglocken ohne weiteres und verhältnismäßig vollständig erreicht wird. Randentladungen sowie Spannungsüberschläge und Durchschläge sind bei geringen Übertragungsspannungen nicht zu befürchten. Solche Isolatoren müssen außerdem nur noch die erforderliche mechanische Festigkeit besitzen, die durch das Gewicht der Leitungen einerseits und durch den Winddruck auf Isolator und Leitung andererseits gegeben ist.

[1]) Die Prüfung von Hochspannungs-Freileitungsisolatoren. ETZ. 1910, S. 888. Hier ist das charakteristische Verhalten der Verlustkurve in Abhängigkeit von der Zeitdauer und der Höhe der Spannung gekennzeichnet.

Für Hochspannung genügt diese Isolatorform aber nicht mehr. Es muß vielmehr der Rand der Isolatorenmäntel also der erste Teil des Weges zwischen Bundrille und Stütze von letzterer wegen der Randentladungen und des Überschlages möglichst weit abgerückt sein. Da mit wachsender Spannung der Isolator nach Form der Telegraphenglocke indessen Abmessungen erhalten müßte, die in der Fabrikation Schwierigkeiten bereiten, ein zuverlässiges Durcharbeiten des Materials nicht mehr möglich machen und sein Gewicht außerordentlich erhöhen, so ist man dazu übergegangen, den Isolator aus mehreren Teilen zusammenzusetzen. Die Porzellanfabrik Hermsdorf ist als erste Firma nach dieser Richtung seinerzeit bahnbrechend vorgegangen, indem sie den sog. Deltaisolator schuf. Die Deltaglocke, für die drei Entwicklungsformen in Fig. 152 bis 154 wiedergegeben sind, ist naturgemäß in der Reihe der Jahre wesentlich verbessert, und auch von anderen Firmen

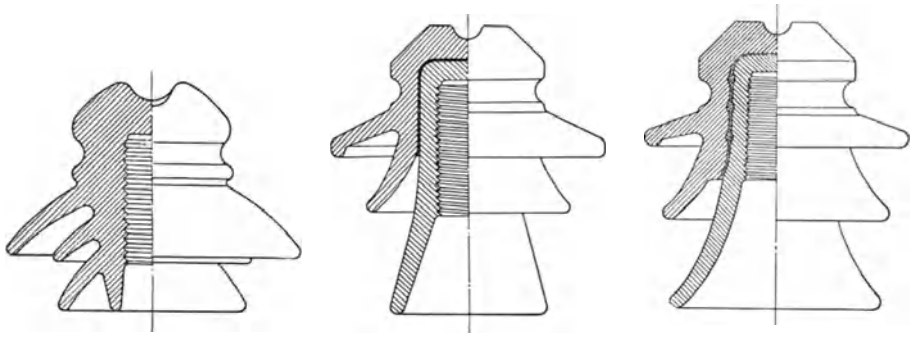


Fig. 152 bis 154. Verschiedene Formen von Hermsdorfer Porzellanisolatoren in Deltaform (ein- und zweiteilig).

sind Isolatorentypen auf den Markt gebracht worden (Fig. 156), die den geforderten Bedingungen hinsichtlich Randentladung, Überschlagsspannung und Durchschlagsfestigkeit vollauf genügen.

Die Form und Zusammensetzung der verschiedenen Mäntel bzw. Teile, aus denen ein Hochspannungsisolator gebildet wird, darf nun aber nicht willkürlich, sondern muß zunächst von allgemeinen Gesichtspunkten aus betrachtet so gewählt werden, daß die Hohlräume zwischen den einzelnen Mänteln dem Tageslichte und dem Winde frei zugänglich sind. Der Zweck liegt darin, daß sich in schmalen Hohlräumen Insekten, Staub, Schmutz und sonstige Ablagerungen (Salz, Kohlenstaub) leichter festsetzen können, und dadurch mit der Zeit eine leitende Brücke gebildet wird, die dann den Vorteil der Konstruktion in bezug auf die Länge des Überschlagsweges und die Oberflächenisolation illusorisch macht und unter Umständen sogar den Stromübergang zur Stütze erleichtert. Infolge des freien Durchstreichens des Windes durch die Hohlräume wird dieser schon oft in der Praxis beobachteten Erscheinung von selbst wirksam vorgebeugt. Ferner sollen sich die Mäntel gegenseitig überdecken und schützen, und zwar um die vom Regen benetzte

Oberfläche möglichst klein zu halten. Andererseits aber dürfen die Zwischenmäntel nicht zu groß sein, damit sie dem beim Überschlagen des Isolators auftretenden Lichtbogen keinen Stützpunkt bieten, von dem aus dann der Weg bis zur Isolatorstütze wesentlich verkürzt wird. In Fig. 155 und 156 sind vollständige Spannungsüberschläge bei einem Isolator von Hermsdorf und einem solchen von Rosenthal dargestellt, über die später nochmals gesprochen werden wird.

Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, daß auch die Höhe des Isolators von besonderer Bedeutung ist. Je höher ein Isolator ist, desto mehr tritt das Gleiten der Funkenentladungen auf den Isolatormänteln und der Hülse auf, das bei kleinen Isolatoren kaum wahrgenommen



Fig. 155. Spannungsüberschlag mit Lichtbogenbildung an einem Hermsdorf-Isolator unter Regen.



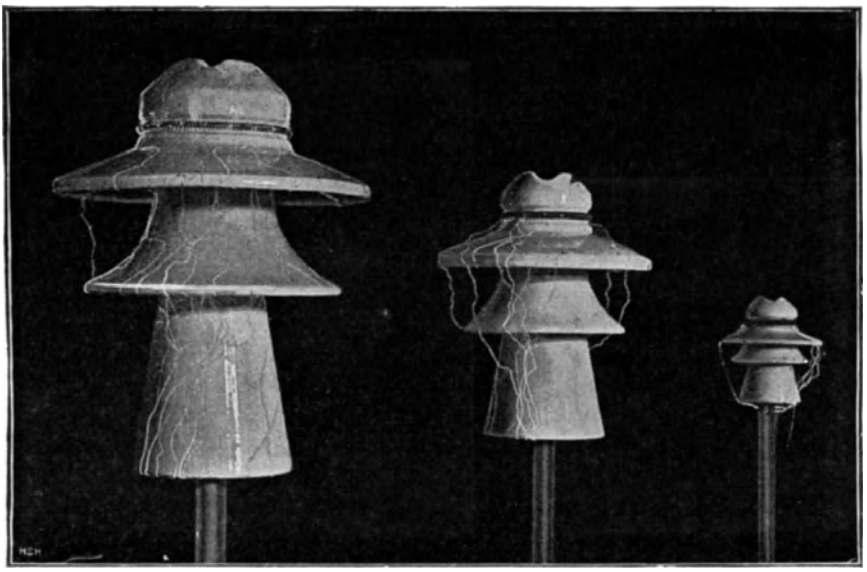
Fig. 156. Lichtbogen (völliger Überschlag) an einem Rillenisolator von Rosenthal unter künstlichem Regen bei 58 000 Volt.

werden kann. Während bei einem kleinen Isolator (Fig. 157c) der Überschlag fast unmittelbar nach der Stütze erfolgt, schlagen die Funken bei den größeren Isolatoren Fig. 157a und b zunächst nach der langgestreckten Hülse über.

Von den bekanntesten Stützisolatoren, die nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen und überseeischen Auslande große Anwendung gefunden haben, sollen nur die bereits wiederholt erwähnten Deltaglocken der Porzellanfabrik Hermsdorf und die Isolatoren von Ph. Rosenthal noch etwas näher besprochen und kritisch betrachtet werden. Für die häufiger benutzten Typen dieser Isolatoren sind die charakteristischen Größen in den Tab. XI und XII zusammengestellt. Auf die Isolatoren der anderen deutschen oder amerikanischen Firmen einzugehen, würde zu weit führen.

Die Deltaglocken von Hermsdorf besitzen je nach der Höhe der Spannung, für die sie Verwendung finden sollen, einen oder zwei

sog. Zwischenmäntel, die, wie bereits angedeutet, die Aufgabe haben, einmal die Länge des Überschlagsweges bei Regen zu vergrößern. Ferner soll auf die vom oberen Rande abgehenden Wassertropfen eine abstoßende Wirkung dadurch ausgeübt werden, daß die Zwischenmäntel sich mit feinem Sprühregen bedecken, der elektrisch das gleiche Potential hat, wie die abfließenden Wassertropfen. Gerstmeyer hat indessen nachgewiesen, daß diese abstoßende Wirkung von den Zwischenmänteln nicht hervorgerufen wird, wie das aus Fig. 149 deutlich zu ersehen ist, in welcher bei dem geprüften Deltaisolator der untere Mantel fortgenommen ist.



a b c

Fig. 157. Verschieden große Stützisolatoren unter Spannung zur Veranschaulichung der verschiedenen Entladungsformen.

Das trifft aber erst bei sehr hohen Spannungen zu, so daß diese Erscheinung bei den normalen Betriebsspannungen außer Betracht bleiben kann. Der Zwischenmantel schützt ferner die darunterliegende Hülse gegen Regen und verzögert damit die an letzterer sonst leicht auftretende gleitende Entladung.

Wie aus den Tab. XI und XII zu ersehen ist, steigt das Gewicht der Isolatoren mit wachsender Spannung außerordentlich und zwar nicht einfach proportional, sondern in stärkerem Maße, und es steigen damit naturgemäß auch der Preis und die Abmessungen. Diesem Übelstande begegnet die Porzellanfabrik Hermsdorf für höhere Spannungen dadurch, daß sie den oberen Mantel nicht aus Porzellan herstellt, sondern ihn durch ein Metalldach ersetzt[1]). Versuche haben gezeigt,

[1]) D. R. P. 206 322, 207 357 der Porzellanfabrik Hermsdorf. — W. Weicker: Hochspannungsisolatoren mit Metalldach. EKB. 1909, Heft 16.

Tabelle XII.

Kammerisolatoren
der Porzellanfabrik Ph. Rosenthal & Co., Selb in Bayern.

Typenbezeichnung	Abmessungen in mm		Gewicht G_J in kg	Überschlagsspannung in Kilovolt		Randentladeziffer $\alpha = \frac{E_R}{E_t}$	Gewichtsziffer $\beta = \frac{E_R}{G_J}$	Güteziffer $\gamma = \alpha \cdot \beta$	Überschlagsweg in cm bei Regen	Prüfspannung des vollständigen Isolators in Volt	Betriebsspannung in Volt
	Durchmesser	Höhe		E_t	E_R bei 5 mm Regenhöhe						
1001	90	75	0,33	47	32	0,68	97	66	65	25000	5000
1002	105	85	0,42	53	35	0,66	83	55	70	32000	8000
1003	115	105	0,62	61	41	0,67	66	44	85	40000	10000
1004	130	120	0,90	67	46	0,68	51	35	111	45000	12000
1005	140	140	1,43	72	52	0,72	36	26	125	56000	15000
1006	155	155	2,00	82	57	0,69	28	20	135	66000	20000
1007	175	175	2,50	93	67	0,72	27	19	162	80000	25000
1008	190	200	3,52	102	73	0,71	21	15	184	85000	30000
1009	210	230	4,33	112	80	0,71	19	13	214	45000	35000
1010	225	250	5,17	116	89	0,77	17	13	240	50000	40000
1011	240	270	6,25	128	94	0,73	15	11	265	50000	45000
1012	270	290	7,65	136	102	0,75	13	10	294	55000	50000
1013	290	300	9,30	150	106	0,71	11	8	336	60000	55000
5484	325	345	12,1	158	115	0,73	9,5	6,95	370	70000	60000
5417	360	365	13	172	125	0,73	9,6	7,0	380	75000	70000
5436	360	380	13,5	172	125	0,73	9,5	6,95	380	75000	70000
5438	390	415	16	186	135	0,72	8,5	6,2	400	75000	75000

daß durch diese Maßnahme die Leistungsfähigkeit des Isolators nicht unwesentlich gesteigert wird, wie das auch die Zahlen der Tab. XIII erkennen lassen. Das Gewicht der Isolatoren wird ferner für gleiche Spannungsverhältnisse geringer.

Tabelle XIII.

Metallschirmisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf S.-A.

Typenbezeichnung	Gewicht in kg	Überschlagsspannung in Kilovolt			Randentladeziffer $\alpha = \frac{E_R}{E_t}$	Gewichtsziffer $\beta = \frac{E_R}{G_J}$	Güteziffer $\gamma = \alpha \cdot \beta$	Überschlagsweg in cm bei Regen von 3 mm Höhe in der Minute	Betriebsspannung in Kilovolt
		E_t	E_R 0,1 mm Regenhöhe in der Minute	E_R 3 mm Regenhöhe in der Minute					
J 1425	1,2	75	69	63	0,84	52	45	15,7	25
J 1428	2,3	95	90	83	0,87	36	31	21,1	35
J 1431	4,3	112	105	97	0,87	23	20	26,3	45
J 1434	6,9	127	120	112	0,88	16	14	31,8	55
J 1437	10,0	141	134	126	0,89	13	12	36,7	65
J 1440	13,8	155	147	140	0,90	10	9	41,6	75
J 1443	17,2	170	160	154	0,91	9	8	46,2	85
J 1446	23,0	184	172	167	0,91	7	6	51,3	93
J 1449	32,0	196	182	178	0,91	6	5	56,8	100

In Fig. 158 und 159 ist ein und derselbe Isolator einmal ohne und einmal mit Blechschirm abgebildet. Man ersieht unschwer, daß der Blechschirm zunächst den unter ihm liegenden Teil des Isolators und insbesondere den Zwischenmantel ganz bedeutend mehr vor Regen schützt

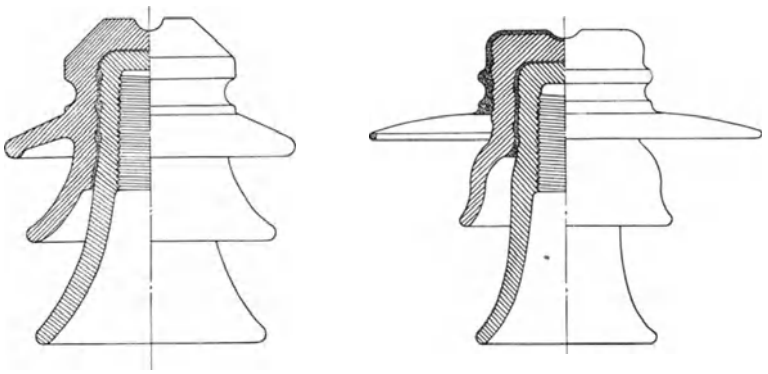


Fig. 158 und 159. Deltaporzellanisolator von Hermsdorf für gleiche Spannungsverhältnisse
ohne Blechschirm. mit Blechschirm.

als der Porzellanteller. Der Überschlagsweg wird infolgedessen verlängert (Tab. XI u. XIII). Ferner kommt in mechanischer Beziehung hinzu, daß der Metallschirm durch Steinwürfe, Flintenschüsse, herabfallende Äste usw. nicht beschädigt, der Überschlagsweg also auch nach dieser Richtung nicht beeinflußt werden kann, was in gleichem Maße beim vollständigen Porzellanisolator nicht der Fall ist. Also auch mit Rücksicht auf die Betriebssicherheit für die ganze Strecke ist der Isolator mit Metalldach günstiger. Ferner bietet derselbe noch manche Vorzüge in elektrischer Beziehung und zwar in der Hauptsache dadurch, daß bei Regen die Wassertropfen ungleich stärker vom Rande des Mantelschirmes nach außen also von der Stütze fortgerichtet abgeschleudert werden als beim Porzellanschirm. Aus Fig. 160 ist dieses recht deutlich ersichtlich. Diese elektrostatische Wirkung des Metalldaches wird nicht beeinträchtigt, wenn dasselbe aus Gründen der erhöhten Oberflächenisolation und der größeren Haltbarkeit emailliert oder mit einem isolierenden Anstrich versehen wird, was jedenfalls stets empfohlen werden kann. Auch hinsichtlich der Randentladungen verhält sich der geschützte Isolator günstiger, wie das der in Fig. 161 dar-



Fig. 160. Hochspannungsisolator mit Metallschirm im Regen unter Spannung.

gestellte Vergleich zweier Isolatoren unschwer erkennen läßt. Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, daß auch die Durchschlagsfestigkeit einen höheren Wert ergibt als beim gewöhnlichen Isolator, weil die Feldverteilung am Kopfe günstiger ausfällt und dadurch die Durchschlagsgefahr herabgesetzt wird.

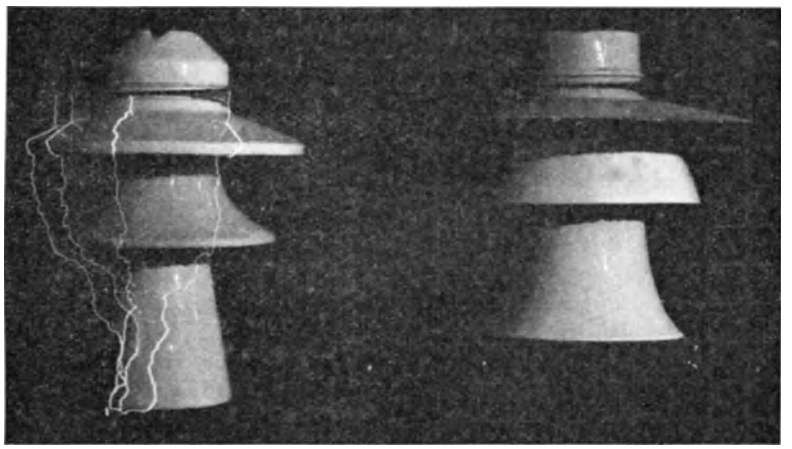


Fig. 161. Vergleichsweise Prüfung zweier 80 000-Volt-Isolatoren ohne und mit Metallschirm unter künstlichem Regen mit 130 000 Volt.

Größere Leistungsverluste durch Ausstrahlung der Elektrizität infolge der großen Flächenform des Metallschirmes sind gegenüber dem vollständigen Porzellanisolator nach eingehenden Versuchen von Hermsdorf nicht vorhanden, zumal neuerdings der äußere Rand noch mit einem starken Wulste versehen also abgerundet wird.

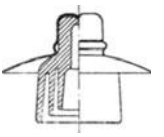


Fig. 162. Ausrüstung eines älteren Glockenisolators mit Metallschirm.

Zusammengefaßt ist demnach der Isolator mit Blechschirm dort von Nutzen und Vorteil, wo mit häufigen Regengüssen und Nebeln zu rechnen ist, und wo mutwillige Zerstörungen der Isolatoren besonders zu befürchten sind. Auch dann, wenn z. B. die Betriebsspannung einer ausgebauten, mit knapp bemessenen Isolatoren ausgerüsteten Anlage infolge Steigerung der zu übertragenden Leistung erhöht werden soll, oder die Isolatoren wegen der schlechten Beschaffenheit der Luft zu Störungen ständig Veranlassung geben, kann das nachträgliche Anbringen von Metallschirmen vorteilhaft sein. In Fig. 162 ist ein älterer Porzellanisolator mit nachträglich aufgesetztem Metallschirm abgebildet[1]). Die Überschlagsspannung eines solchen älteren Glockenisolators, die bei Regen etwa 25 000 Volt beträgt, kann durch Aufbringen eines gegen schräg von oben kommenden Regen schützenden Metallschirmes auf etwa 40 000 Volt gesteigert werden.

[1]) Die Metallschirmisolatoren werden auf S. 199 nochmals Erwähnung finden und zwar mit Rücksicht auf den Wert des Metallschirmes als Überspannungsschutz für die Freileitungen.

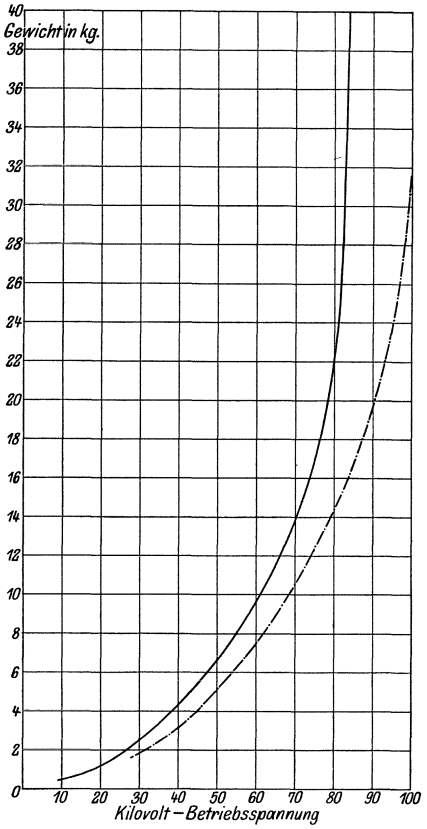


Fig. 163. Gewichte von Porzellanisolatoren (Deltaglocken) und Metallschirmisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A.
—— = Porzellanisolatoren,
_ . _ . = Metallschirmisolatoren.

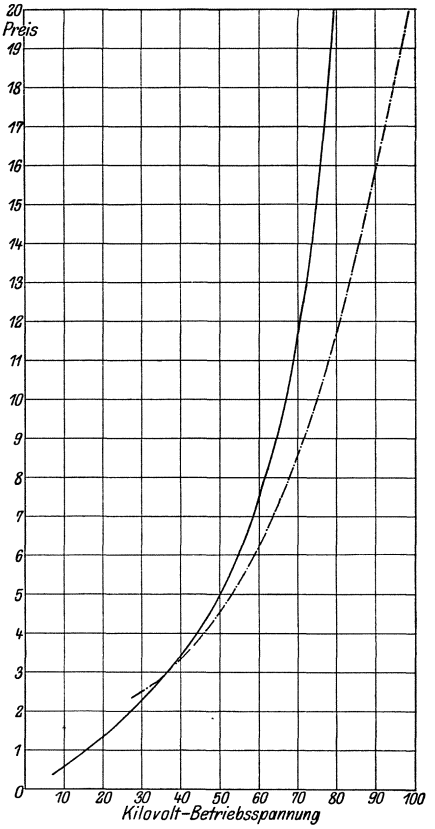


Fig. 164. Verhältnis der Preise von Porzellanisolatoren (Deltaglocken) und Metallschirmisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A.
—— = Porzellanisolatoren,
_ . _ . = Metallschirmisolatoren.

Um für die Projektierungsarbeiten einen bequemen Vergleich der beiden Isolatorenausführungen zu ermöglichen, sind in Fig. 163 und 164 Kurven gegeben, die darstellen, wie sich die Gewichte und Preise von gewöhnlichen Isolatoren zu solchen mit Metallschirmen verhalten. Bei der Ermittlung der Werte dieser Kurven sind für beide Isolatortypen hinsichtlich der Festsetzung der Betriebsspannung die gleichen Gesichtspunkte (gleicher Sicherheitsfaktor für die Überschlagsspannung bei Regen) maßgebend gewesen. Die Preise und Gewichte von Metallschirmisolatoren sind aber natürlich je nach dem benutzten Metall und dessen Preisstand (z. B. Kupfer) ziemlichen Schwankungen unterworfen.

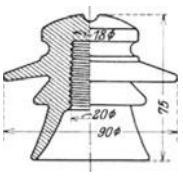


Fig. 165. Hochspannungs-Rillenisolator von Rosenthal.

Bei den Rosenthal-Isolatoren (sog. Rillen- und Kammerisolatoren

Fig. 165 bis 168) sind die Zwischenmäntel der Deltaglocke so gut wie vollständig unterdrückt. Sie besitzen vielmehr ein weit ausladendes, flaches Dach und eine langgestreckte konische bzw. geschweifte Hülse. Die Kammerisolatoren haben an Stelle der Rillen eine Anzahl senkrechter Rippen teils am unteren Teile des Daches, teils an der Hülse, die gewissermaßen Kammern bilden, welche auch bei starkem Regen vollkommen trocken bleiben. Diese Unterteilung des Daches durch die Rippen wirkt günstig auf die Kapazität, demnach also auf die Gleitfunkenentladungen. Wie sich der Isolator unter Regen verhält, zeigt die

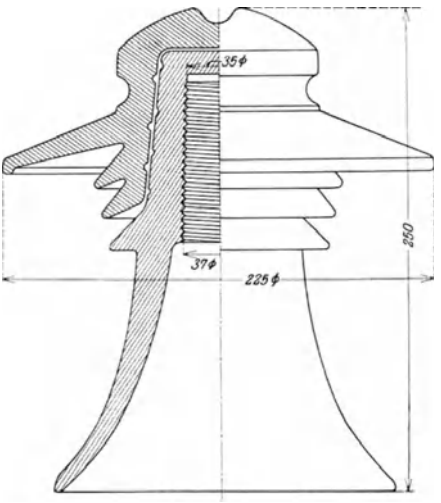


Fig. 166. Hochspannungs-Rillenisolator von Rosenthal.

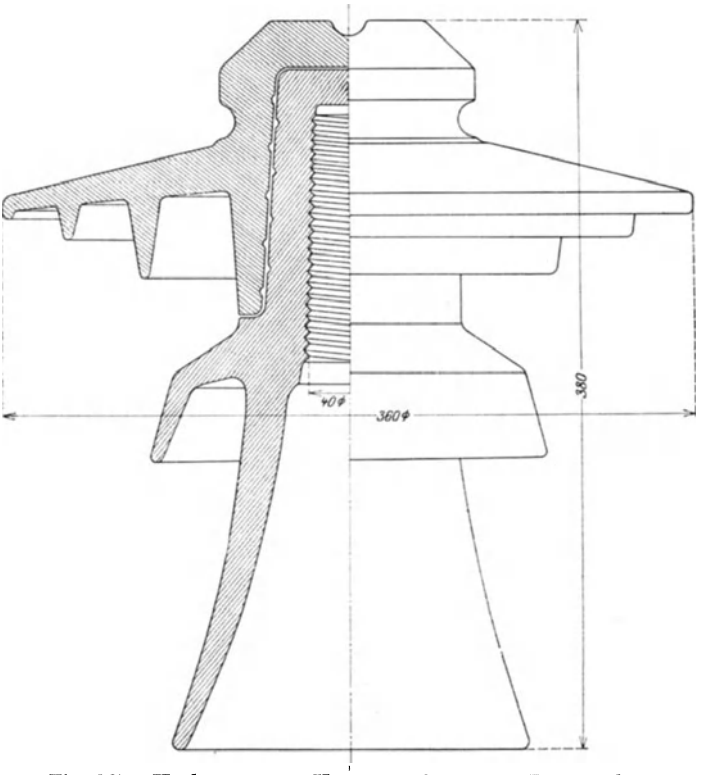


Fig. 167. Hochspannungs-Kammerisolator von Rosenthal.

Fig. 168. Wenn dieses für beide Formen allgemein auch als ein Vorzug bezeichnet werden kann, weil dadurch die Möglichkeit für Stützpunkte auf der Hülse beim Lichtbogen (Fig. 156) beseitigt ist, und die unmittelbar unterhalb des Daches am oberen Teile der Hülse angeordneten Rillen auch bei schräg einfallendem Regen trocken bleiben, so wird andererseits die Fortlassung des Zwischenmantels dann nachteilig, wenn der oberste Isolatorteller zertrümmert ist. In diesem Falle wird naturgemäß der Überschlagsweg sofort sehr stark verkürzt und die lange Porzellanhülse über der Stütze infolge der dann ungehinderten Benetzung bei Regen und Nebel in dem Werte ihrer Oberflächenisolation beeinträchtigt.

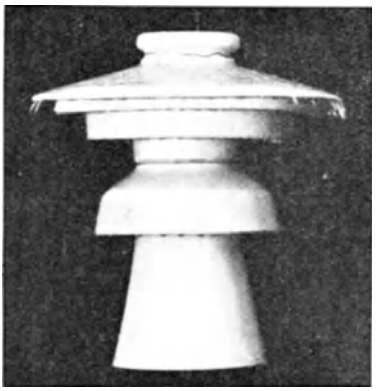


Fig. 168. Kammerisolator von Rosenthal bei Regen unter Spannung.

Hinsichtlich der Fabrikationssicherheit und einer weniger vorsichtigen Behandlung beim Verpacken und besonders bei der Montage, was von vielen Überlandkraftwerken geschätzt wird, bietet der Rosenthal-Isolator aber recht beachtenswerte Vorzüge, weil die Isolatorformen einfacher sind.

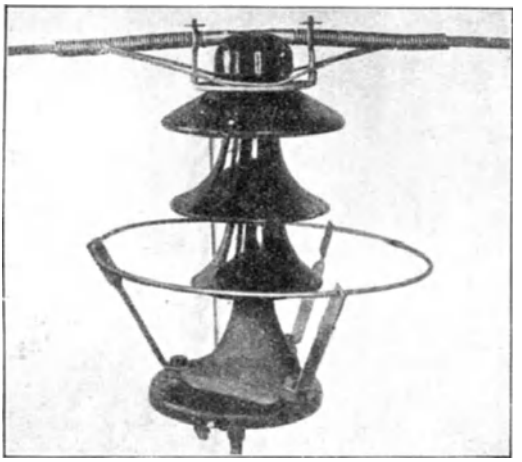


Fig. 169. Hochspannungsisolator (amerikanische Bauart Ontario-Power Co.) mit Schutzring gegen Überspannungen.

In Tab. XII sind für diese Isolatortype einige charakteristische Daten zusammengestellt, die erkennen lassen, daß diese Isolatoren denjenigen von Hermsdorf gleichwertig sind. Auch die Rosenthal-Isolatoren werden neuerdings mit Metallschirmen versehen.

Eine ähnliche Schutzwirkung wie durch den Metallschirm insbesondere gegen die Gefährdung der Isolatoren durch Blitzschläge und Überschläge zur Stütze wird durch einen metallischen Schutzring[1])

[1]) L. C. Nicholson: A pratical method of protecting insulators from lightning and power arc effects. Proc. of the Am. Inst. of Electr. Eng. Vol XXIX, S. 241, und Electr. World 1911, Vol. 57, Nr. 12, S. 727. — W. Weicker: Praktische Maßnahmen zum Schutze der Isolatoren von Hochspannungsleitungen gegen Blitzschlag und Starkstromübergang. EKB. 1910, Heft 15 und EKB. 1912, Heft 24.

erreicht, der nach Fig. 169 um die Stütze gelegt wird und einen größeren Durchmesser hat als der unterste Isolatormantel. Diese Ausführung besonders für die Isolatoren auf der Mastspitze, die nach amerikanischen Erfahrungen in gewitterreichen Gegenden am meisten gefährdet sind, hat sich in den mit 60 000 Volt betriebenen Netzen der Niagara-Lockport and Ontario Power Co. mit einer Gesamtleitungslänge von etwa 663 km und bei ca. 26 000 Stützisolatoren gut bewährt. Die Aufgabe dieses Schutzringes ist die, bei Überschlägen den Lichtbogen von den unteren Porzellanmänteln und der Stütze fernzuhalten, indem die Entladungen unmittelbar nach dem Metallringe übergehen. Bei trockener Luft ist der Überschlagswert allerdings kleiner als ohne Schutzring, und zwar weil der Abstand zwischen Leitungsdraht und Ring kleiner ist als nach der Stütze. Das ist besonders beachtenswert und von großer Bedeutung für Gegenden, in denen im heißen Sommer atmosphärische Entladungen ohne begleitenden Regen auftreten. Der Schutzring bietet dann gewissermaßen eine Sicherheitsfunkenstrecke. Bei Regen sind die Überschlagswerte ohne oder mit Schutzring annähernd gleich. Auch die Beanspruchung des Isolatorkörpers auf Durchschlag wird bei der Benutzung des Metallringes herabgesetzt, weil derselbe auch hier die Wirkung einer Sicherheitsfunkenstrecke hat, und weil ferner die Feldverteilung günstiger ausfällt.

Dieses Schutzmittel in Verbindung mit dem auf S. 192 beschriebenen Metallteller am Kopfe des Isolators ist nach den bisher vorliegenden Erfahrungen wirksamer gegen Isolatorzerstörungen durch atmosphärische Entladungen als die Benutzung eines geerdeten Schutzdrahtes über den Leitungen. In mechanischer Beziehung hat der Schutzring noch den Vorteil, daß der Isolator besser vor Beschädigungen durch Steinwürfe geschützt wird. Als Nachteile müssen aber genannt werden das leichte Auftreten eines Erd- und unter Umständen eines unmittelbaren Kurzschlusses zwischen zwei Leitungen durch Äste, Zweige, Strohhalme usw., die sich in dem Schutzringe verfangen und dann nur mühsam entfernt werden können, während das letztere bei normalen Isolatoren sonst zumeist vom Winde besorgt wird. Auch Vögel benutzen die Schutzringe gern als Ruheplätze und können dann beim Niederlassen oder Auffliegen Betriebsstörungen dadurch verursachen, daß sie Überschläge einleiten. Die Schutzringe sind also in vogelreichen Gegenden weniger zu empfehlen oder müssen großen Durchmesser erhalten.

In Tab. XIV sind einige interessante Daten über die Betriebsstörungen auf zwei angenähert gleichen Strecken der Ontarioanlage, die einmal ohne und einmal mit Metallschutzringen unter den Isolatoren ausgerüstet sind, zusammengestellt. Man erkennt, daß dieses Schutzmittel ganz überraschend gute Ergebnisse gezeitigt hat.

Die Fig. 170 zeigt ferner einen Isolator amerikanischer Bauart, wie er für die Kern River Power Co. (60 000 Volt) Anwendung gefunden hat. Er ist für großen Leitungszug konstruiert und deshalb auf einer besonderen Stütze aus Gußstahl montiert. Abweichend von den deutschen Konstruktionen besitzt dieser Isolator einen ganz flachen obersten

Tabelle XIV.

Beobachtungen	Mit Schutzringen versehene Linie von 314 km Länge mit 11078 Isolatoren			Mit gewöhnlichen Isolatoren versehene Linie von 349 km Länge mit 15121 Isolatoren		
	vor Anbringen der Ringe		nach Anbringen der Ringe	ohne Schutzringe		
	1907	1908	1909	1907	1908	1909
Ganz zerstörte Isolatoren	59	139	1[1])	29	81	54
Beschädigte, aber noch betriebsfähige Isolatoren	16	35	13	15	66	36
Störungen auf der Strecke durch Isolatorbruch	12	26	1	9	23	15
Auslösung der automatischen Schalter durch Kurz- oder Erdschlüsse	32	38	19	32	42	12
Zahl der Gewittertage	41	54	44	41	54	44

Teller und tief heruntergezogene Zwischenmäntel, um besonders einer Vereisungsgefahr im strengen Winter zu begegnen, die bei eintretendem Tauwetter unter Umständen nicht unbedeutende Erdströme und vereinzelt auch Lichtbogenbildungen und damit Zerstörungen der Isolatoren zur Folge haben kann.

Für sehr hohe Spannungen — etwa über 70 000 Volt — hat Benischke[2]) vorgeschlagen, an Stelle der nunmehr zu besprechenden

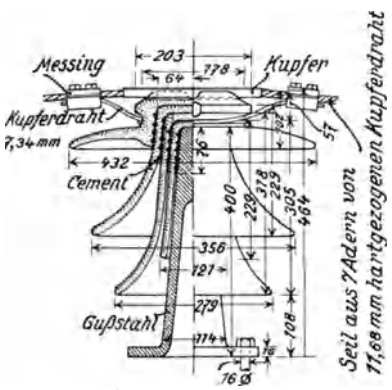


Fig. 170. Stützisolator der Kern-River Power Co.

Sichere Betriebsspannung 75 000 Volt, Prüfspannung 150 000 Volt, sichere Betriebslast 1820 kg, maximale Festigkeit 4100 kg, Gewicht verpackt: 24 kg (3 pro Lattenverschlag).

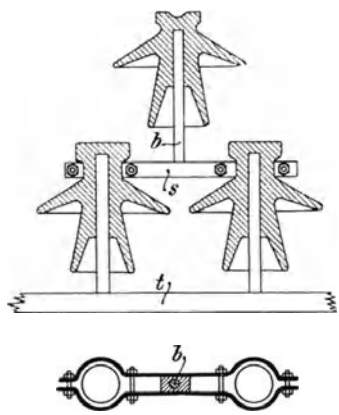


Fig. 171. Stützisolator für sehr hohe Spannungen nach Benischke.

[1]) Nachweislich infolge fehlerhafter Montage des Isolators geschehen.

[2]) Dr. G. Benischke: Versuche mit Hänge- und Stützisolatoren für sehr hohe Spannungen. ETZ. 1910, Heft 45.

Hängeisolatoren Stützisolatoren nach besonderer Konstruktion übereinander angeordnet (Fig. 171) zu verwenden, indessen sind, soweit bekannt, Anlagen mit Isolatoren nach dieser Form bisher nicht ausgeführt worden. Es erscheint zum mindesten fraglich, ob zunächst mit den gleichen Kosten für die Beschaffung der Isolatoren, für die Masten, Gestänge und die Montage gleiches erreicht wird wie mit den Hängeisolatoren. Mechanisch kann wohl durch eine solche Konstruktion sicherer verhütet werden, daß beim Defekt eines Isolators die Leitung herabfällt. Wenn aber zwei Isolatoren zertrümmert werden, ist es nicht durchaus mit Sicherheit feststehend, daß die Leitung nicht von der Traverse herabgleitet. Außerdem ist darauf aufmerksam zu machen, daß sämtliche drei Isolatoren mit ihren eisernen Verbindungen und Stützen für große Zugkräfte bemessen werden müssen, denn solche treten in erhöhtem Maße infolge der großen Hebelarme auf, wenn z. B. ein Leitungsbruch eintritt. Immerhin ist eine derartige Isolatoranordnung bei der Projektbearbeitung einer genauen Prüfung wert, und der projektierende Ingenieur sollte sich daher wohl die Mühe machen, einen genauen Vergleich zwischen dieser Form und den Hängeisolatoren anzustellen. Insbesondere bezieht sich das auf Überschlagsspannung und Kapazitätserscheinungen.

β) Die Isolatorstützen. Die Stützen zur Befestigung der Tragisolatoren werden heute in der Regel aus Schmiedeeisen oder bei großen Zugkräften also an Abspannstellen, in Kurven usw. aus Stahl bzw. Stahlrohr hergestellt. Sie sollen derart bemessen sein, daß beim Auftreten höherer als der normalen Zugkräfte z. B. beim Leitungsbruch nicht der Isolatorkopf abgesprengt wird, sondern die Stütze durch Verbiegen nachgibt und dadurch die Beanspruchung des Isolatorkopfes mildert. Zur Verhinderung des Rostens werden die Stützen entweder mit einem wetterfesten Anstrich versehen oder ähnlich wie bei den Masten, auf S. 164 erwähnt, stark galvanisiert.

Die in Amerika noch heute vereinzelt gebrauchten Stützen aus Holz müssen in mechanischer Beziehung als unzuverlässig, ja als gefährlich bezeichnet werden. Neben geringerer Festigkeit selbst bei den härtesten Holzarten spielt zunächst der Einfluß der Witterung und chemischer Vorgänge auf das Material eine wesentliche Rolle. Imprägnierung der Stütze kann hiergegen — allerdings auch nur zeitlich beschränkt — schützen, schließt aber die Gefahr in sich, daß unter Umständen ein Verkohlen oder gar Verbrennen der Stütze eintritt. Zu diesem Nachteil kommt noch der Einfluß der Elektrizität an sich auf die Stütze. Bei hohen Spannungen treten stets Entladungen auf, die, sobald sie noch nicht unmittelbar wahrnehmbar sind, als „stille Entladungen" bezeichnet werden und schließlich zu den bereits erwähnten Büschel- und Randentladungen übergehen. Diese Entladungen haben starke Ozonbildung zur Folge, die einerseits oxydierend auf die Holzstütze wirkt, andererseits mit feuchter Luft durch die Bildung von Stickoxyd Salpetersäure absetzt. Die Stütze wird durch diese chemischen Vorgänge angegriffen, mit der Zeit leitend, und es tritt dann

das bereits erwähnte Verkohlen derselben ein. Durch letzteres wird aber dem Eindringen von Feuchtigkeit in das Innere der Stütze Vorschub geleistet, wodurch selbstverständlich die Zerstörung beschleunigt wird. Hinsichtlich der Kapazität des Isolators wäre die Holzstütze wohl günstig, indessen spielt das nur eine ganz nebensächliche Rolle gegenüber den mechanisch nicht erfüllten Bedingungen.

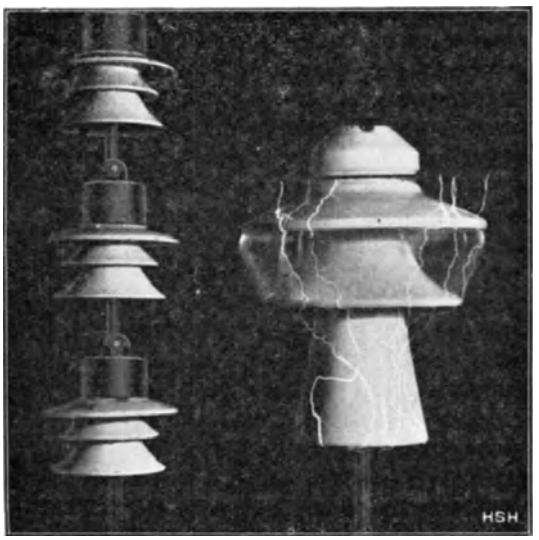


Fig. 172. Vergleichende Prüfung einer Hängeisolatorkette und eines Stützisolators bei 130 000 Volt.

Die Verbindung zwischen Isolator und Stütze erfolgt entweder in der Form, daß beide Gewinde erhalten und miteinander unter Verwendung von gemennigter Hanfschnur verschraubt werden, oder durch Einkitten der Stütze im Stützloch des Isolators. Auf die Beschaffenheit des Kittes wird auf S. 207 noch näher eingegangen werden.

Über die Stützenlänge und demnach die geringst zulässige Entfernung zwischen Rand des untersten Isolatormantels und des Querarmes am Maste lassen sich bestimmte Regeln nicht geben. Hierfür müssen die Isolatorlieferanten die Angaben machen.



Fig. 173. Durchschnitt durch einen Hewlett-Isolator.

γ) Die Hängeisolatoren. Wie aus den Tab. XI bis XIII zu erkennen ist, nehmen die Gewichte der Stützisolatoren für hohe Spannungen über etwa 50 000 Volt so außerordentlich zu, daß sie mit Rücksicht auf Fabrikationsschwierigkeiten einerseits und die Kosten für die Isolatoren selbst sowie für die Masten, Traversen, die Montage usw. andererseits kaum noch verwendbar sind. Die wirtschaftliche Grenze liegt etwa zwischen 60 000 und 70 000 Volt. Aber nicht allein diese Gründe verbieten die Benutzung des Stützisolators bei höheren Spannungen, sondern es kommen noch in elektrischer Hinsicht Entladungserscheinungen hinzu, die mit der Größe des Stützisolators in sehr ungünstigem Maße zunehmen. Je größer der Isolator ist, desto mehr verlaufen die Funkenentladungen längs der Isolatoroberfläche zur Stütze (Fig. 172). Man bezeichnet diese

Erscheinung dann als sog. gleitende Entladungen (Gleitfunken, S. 183). Die feinen, verästelten Gleitbüschel bahnen dem nachfolgenden Funken den Weg zur Stütze, und es kommt infolgedessen nicht mehr die Luft-

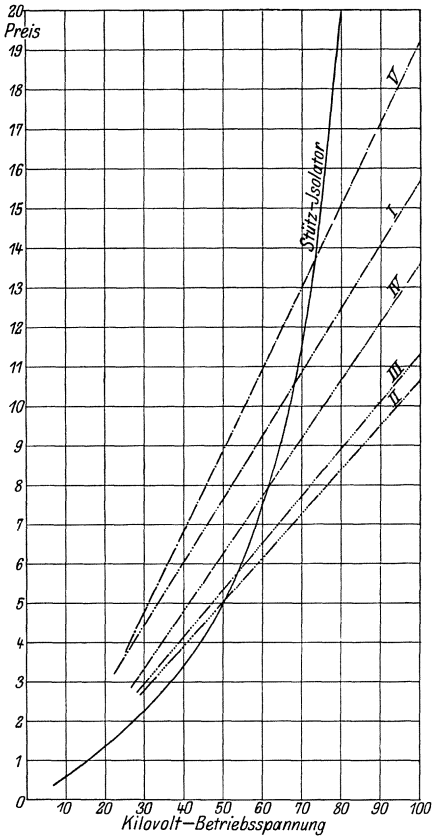


Fig. 174. Preise von Porzellanisolatoren (Deltaglocken) und Hängeisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A. (zu Fig. 176).

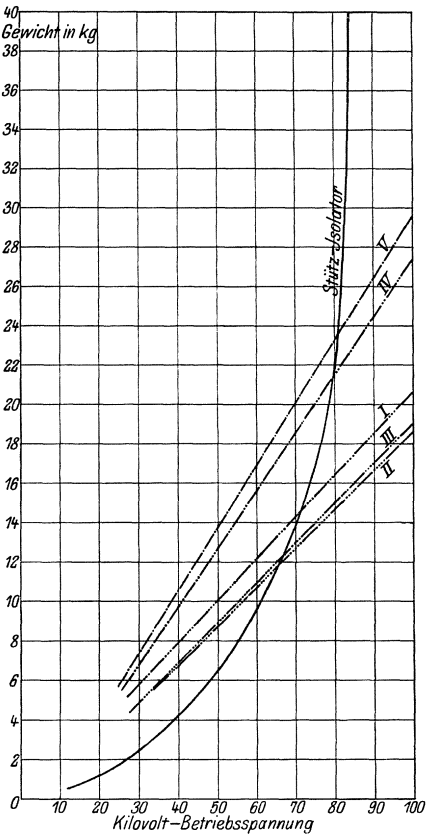
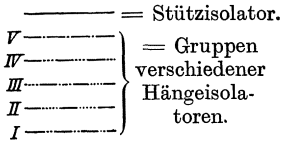
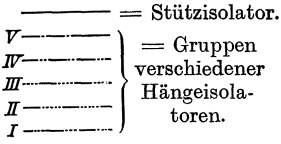


Fig. 175. Gewichte von Porzellanisolatoren (Deltaglocken) und Hängeisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A. (zu Fig. 176).



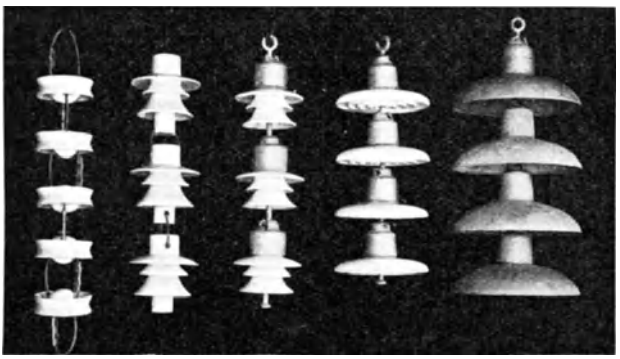


strecke zwischen Leitung und Stütze für die Höhe der Überschlagsspannung in Betracht, wodurch naturgemäß der Isolator bedeutend an Wert verliert. Die Fig. 172 zeigt eine Gegenüberstellung von Stütz- und Hängeisolator unter den gleichen Betriebs- und Spannungsverhält-

nissen, aus der ohne weiteres das wesentlich günstigere Verhalten des Hängeisolators zu erkennen ist.

Diesem Übelstande begegnete als erster der Amerikaner Hewlett[1]) dadurch, daß er die Leitung nicht mehr auf, sondern unter dem Isolator befestigte und letzteren nunmehr an der Traverse aufhängte. Der erste Isolator dieser Form ist von der Gen. Electr. Co. gebaut worden und in Fig. 173 im Schnitt abgebildet. Mehrere dieser Isolatoren werden zu einer Kette zusammengesetzt und bilden dann den vollständigen Isolator für jeden Pol der Leitung. Bei dem Hewlett-Isolator geschah das Zusammensetzen zu einer Kette in der Form, daß die einzelnen Isolatorteller mit sich durchdringenden Stahlseilen kettengliedartig aneinander befestigt wurden. Heute sind eine ganze Anzahl anderer Typen und auch anderer Kettengliederbildungen entstanden.

Die Benutzung von Hängeisolatoren für hohe Spannungen hat zunächst die folgenden Vorzüge: Die Fabrikation jedes Isolator-



I II III IV V

Fig. 176. Verschiedene Ausführungsformen von Hängeisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf (zu Fig. 174 und 175).

tellers ist außerordentlich einfach und sicher. Je nach der Zusammensetzung einer Isolatorkette ist die Beschädigung bzw. der vollständige Bruch eines Isolatortellers mehr oder weniger nicht imstande, die Fortführung des Betriebes sofort zu stören. Ferner werden die Isolatoren durch die jetzt über ihnen befindlichen Eisenteile des geerdeten Mastes gegen Blitzschläge und deren zerstörende Wirkung gut geschützt, und schließlich ist eine sich mit der Zeit als erforderlich zeigende Spannungssteigerung für die Kraftübertragungsanlage nicht mehr durch die Isolatoren begrenzt, denn man hat bei den Hängeisolatoren nur nötig, die Zahl der Glieder je nach der Spannungshöhe zu vermehren. Allerdings nimmt mit wachsender Anzahl der hintereinander geschalteten Hängeisolatoren die Gesamtüberschlagsspannung des vollständigen Isolators nicht genau proportional der Zahl der Isolatorstücke zu.

[1]) Proc. of the Amer. Inst. of Electr. Eng. **26**, 975 (1907).

In Fig. 174 und 175 sind Vergleichskurven gegeben für Preise und Gewichte verschiedener Stütz- und Hängeisolatoren bei gleicher Betriebsspannung, die sich auf die in Fig. 176 dargestellten Hängeisolatoren von Hermsdorf beziehen, und für welche die charakteristischen Daten in Tab. XV zusammengestellt sind.

Tabelle XV.

Charakteristische Daten über Hängeisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A. (Fig. 176).

Gruppe	I	II	III	IV	V
Gewicht eines fertig montierten Isolators . . . . . kg	1,60	3,90	4,60	5,30	5,75
Randentladungen trocken:					
für 1 Isolator . . . . . KV etwa	70	112	100	85	53
„ 2 Isolatoren . . . . „ „	115	190	180	160	109
„ 3 „ . . . . „ „	160	—	—	—	164
„ 4 „ KV etwa } praktisch ohne Bedeutung	—	—	—	—	—
„ 5 „ „ „ }	—	—	—	—	—
Randentladungen bei Regen:					
für 1 Isolator . . . . . KV etwa	34	70	65	50	48
„ 2 Isolatoren . . . . „ „	56	120	115	88	90
„ 3 „ . . . . „ „	78	170	160	126	136
„ 4 „ . . . . „ „	100	—	—	164	180
„ 5 „ . . . . „ „	122	—	—	202	—
„ 6 „ . . . . „ „	144	—	—	—	—
Bruchfestigkeit . . . . . kg etwa	2500	3000	4500	4500	4500
Betriebsspannung für einen Isolator . KV	8	20	23	18	18

Die verschiedenen bis heute gebräuchlichen Hängeisolatoren können nach Benischke[1]) und Weicker[2]) auf die drei in Fig. 177 bis 179 schematisch gezeichneten Formen zurückgeführt werden, und zwar:

A. Kettengliedartige Aufhängung unter Benutzung von Drahtseilen oder Bändern, die sich innerhalb des Isolators durchdringen;

B. Isolatoren, bei denen die metallischen Befestigungsteile auf- bzw. eingekittet werden;

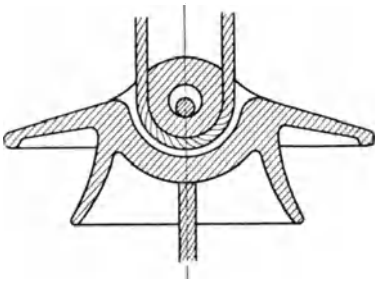
C. Isolatoren, bei denen die metallischen Befestigungsteile nicht ineinandergreifen.

Die Beurteilung über die Brauchbarkeit dieser Grundformen und aller anderen Hängeisolatoren, die mit mehr oder weniger starken Abweichungen diesen Grundformen zuzuweisen sind, hat sich in elektrischer Hinsicht wiederum auf die Durchschlagsfestigkeit, Überschlagsspannung und Bauhöhe einer vollständigen

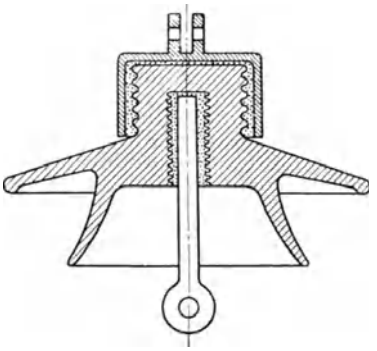
[1]) Dr. G. Benischke: ETZ. 1910, S. 1131.

[2]) Dr.-Ing. W. Weicker: Betrachtungen über Hängeisolatoren. ETZ. 1911, S. 1262.

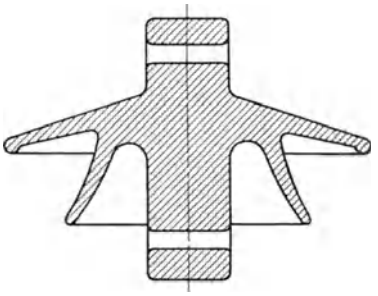
Kette zu erstrecken, während in mechanischer Beziehung die Befestigung der einzelnen Isolatoren aneinander von ausschlaggebender Bedeutung ist.



Form A.



Form B.



Form C.

Fig. 177 bis 179. Grundformen von Hängeisolatoren.

Die Isolatoren nach Form A (Fig. 177) sind mit Rücksicht auf die Durchschlagsfestigkeit den beiden anderen Formen unterlegen, und zwar weil sie in der Fabrikation d. h. im sicheren Durcharbeiten des Materials während des Schmelzprozesses Schwierigkeiten bereiten, und weil die Beanspruchung des Materials auf Durchschlag infolge des unregelmäßig gestalteten elektrischen Feldes größer ist als bei den anderen Typen. Wie Versuche gezeigt haben, treten in den Kanälen für die Befestigungsseile, die durch letztere nicht völlig ausgefüllt werden, infolge der größeren Felddichte in diesem Falle wesentlich früher leuchtende Entladungen auf als bei den Formen B und C. Auch in bezug auf die Randentladungen ist die Type A ungünstiger als B und C.

In mechanischer Beziehung hat die Verbindung dieser einzelnen Isolatorteller zu einer Kette den Vorteil, daß beim Bruch eines Tellers die Leitung nicht herabfallen kann, wenn die Aufhängung dadurch geschieht, daß man an Stelle von Seilen Metallbänder oder Eisenstäbe verwendet. Hierdurch wird auch die konstruktive Verbindung der einzelnen Glieder vereinfacht. Werden an Stelle der Stahlbänder Stahlseile zur Kettenbildung benutzt, so ist damit der Nachteil verbunden, daß in die Hohlräume der Isolatoren, in denen die Aufhängeseile liegen, Staub und Feuchtigkeit eindringen und die Ursache zum allmählichen Durchscheuern der Seile bilden können. Auch chemische Einflüsse (Rost), ferner die Glimmentladungen und ein etwa entstehender Lichtbogen beim Bruch eines Isolatortellers können eine frühzeitige Beschädigung bzw. Zerstörung der Aufhängeseile verursachen.

Zusammengefaßt ist der Isolator A mechanisch nicht vollständig zuverlässig, elektrisch dagegen schlecht.

Die Form B (Fig. 178) hat zunächst den Nachteil, daß sie infolge ihrer Konstruktion und Verbindung mit der Metallkappe für die Befestigung eine größere Kapazität aufweist als Form A und C. Die Kapazitätswerte sind allerdings so unwesentlich von denjenigen der anderen Formen verschieden, daß sie auch bei langen Fernleitungen gegenüber der Kapazität der Leitung selbst kaum von besonderer Bedeutung sind und den Ladestrom der Linie nicht wesentlich erhöhen. Immerhin aber empfiehlt es sich, hierüber von Fall zu Fall von den Porzellanfabriken Erkundigungen einzuziehen, um auch nach dieser Richtung wenigstens einigermaßen zutreffende Unterlagen zu besitzen. Hinsichtlich der Randentladungen und der Durchschlagsfestigkeit ist dieser Isolator der Form A wesentlich überlegen, und zwar wegen der gleichmäßigen Feldverteilung. Zum Vergleiche gegen Stützisolatoren ist in Fig. 180 der Spannungsüberschlag für eine Hängeisolatorkette unter Regen dargestellt, aus der auch die Abstoßung der Wassertropfen ersichtlich ist.



Fig. 180. Spannungsüberschlag an einer Hängeisolatorkette unter Regen.

In mechanischer Beziehung ist von vielen Seiten der Einwand gemacht worden, daß das Ein- bzw. Aufkitten von Metallteilen auf Porzellan unzuverlässig ist, weil sehr schwer ein Kitt hergestellt werden kann, der dauernd wetterbeständig und gegen Temperaturunterschiede unempfindlich ist. Diese Befürchtungen sind neuerdings nicht mehr zutreffend, denn es sind heute bereits Kitte vorhanden, die allen Ansprüchen vollauf und sicher genügen. Die amerikanische Praxis bevorzugt die Isolatoren mit aufgekitteten Kappen und hat, soweit bisher bekannt gewordn ist, gute Erfahrungen gemacht. Die Porzellanfabrik Hermsdorf hat auch nach dieser Richtung besondere Versuche angestellt, auf die kurz hingewiesen werden soll. So wurden gekittete Isolatoren in Eiswasser gelegt und sofort darauf bis auf 90° erwärmt, während die Isolatorenstütze weiter gekühlt wurde. Derselbe Versuch wurde in umgekehrter Reihenfolge ausgeführt, und in beiden Fällen konnte nicht die geringste Beschädigung oder Verminderung der mechanischen Festigkeit zwischen Isolator und Metallteilen festgestellt werden. Weiter wurden an hundertmal hintereinander Isolatoren 5 Minuten in Eiswasser und unmittelbar darauf für dieselbe Zeitdauer in Wasser von +80° C gebracht, ohne daß die elektrische und mechanische Prüfung auch nur die geringste Abweichung gegenüber den Werten vor den Versuchen ergab. Auch die rein mechanischen Prü-

fungen mit dauernder Belastung von 3000 kg hatten hinsichtlich der Festigkeit des Kittes nach jeder Richtung ein befriedigendes Resultat.

Bei der Offerteinziehung ist natürlich seitens des projektierenden Ingenieurs ganz besonders auf die Festigkeit des Kittes hinzuweisen, und die Porzellanfabriken sollten hierfür Ergebnisse ähnlicher Versuche mitteilen, wie sie von Hermsdorf ausgeführt worden sind. Der Wärmeausdehnungskoeffizient des Kittmaterials muß demjenigen des Porzellans und der Metallteile angepaßt sein. Vor allen Dingen darf der Kitt nicht treiben, weil dadurch ein Zersprengen von Teilen des vollständigen Isolators eintreten kann, und dann naturgemäß schwere Betriebsstörungen die Folge sind.

Den Vorteil der Form A, daß bei Bandaufhängung die Leitung bei Zertrümmerung eines Isolatortellers nicht herabfallen kann, besitzt auch die Form B, wenn die Stütze weit genug in den von der Kappe umschlossenen Teil des Isolatortellers hineingeführt ist. Versuche haben gezeigt, daß bei Zertrümmerung des ganzen äußeren Isolators der von der Kappe umgebene Teil noch hält und die Verbindung mit den anderen Teilen der Isolatorkette also nicht unterbrochen wird. Im Gegensatze zur Form A bleibt bei B dann noch wenigstens die isolierende Porzellanwand zwischen Kette und Stütze erhalten.

Werden die Kappen aus Temperguß und die Stützen kräftig genug gewählt, so ist nicht zu befürchten, daß eine mit Isolatoren der Form B ausgerüstete Leitungsanlage in mechanischer Beziehung unzuverlässig ist.

Zusammengefaßt ist also die Form B sowohl elektrisch als auch mechanisch gut.

Die Isolatorform C (Fig. 179) ist in elektrischer Beziehung und zwar in der Hauptsache hinsichtlich der Randentladungen bzw. der Überschlagsspannungen bei starkem Regen und besonders bei größerer Luftfeuchtigkeit dem Isolator nach Form B gleichwertig, im trockenen Luftzustande indessen überlegen, und zwar weil die Kapazität geringer und der Elektrodenabstand größer ist. Auch in bezug auf die Durchschlagsfestigkeit ist C der Form B gegenüber günstiger, was aus der Gestalt des Isolators ohne weiteres zu erkennen ist. Wenn also nicht durch die Hitzewirkung eines Lichtbogens beim Überschlag die Mäntel beschädigt werden, ist die Isolatorform C elektrisch fast unzerstörbar.

In mechanischer Beziehung dagegen hat die Form C so große Nachteile, daß sie für den Freileitungsbau bisher so gut wie gar keine Anwendung gefunden hat und zwar, wie wiederum die Betrachtung dieser Form am besten bestätigt, weil die Bruchgefahr zu groß ist.

Zusammengefaßt ist also die Form C elektrisch vorzüglich, mechanisch indessen für den Freileitungsbau unbrauchbar.

Hinsichtlich der Überschlagsspannungen ganz allgemein ist noch besonders zu erwähnen, daß der Isolatorteller an sich und dann die ganze Isolatorkette derart beschaffen sein soll, daß der Lichtbogen die einzelnen Isolatormäntel möglichst nicht gefährdet. Zu diesem

Zwecke sollten die einzelnen Glieder der Isolatorkette so nahe untereinander angeordnet sein, daß Entladungen außen um die Isolatorkette ohne Berührung der Befestigungsstellen eines jeden Isolators vor sich gehen (Fig. 180). Das ist auch insofern noch besonders günstig, als dann die Beanspruchung auf Durchschlag zwischen Kette und Metallteilen verringert wird. Zwei nach dieser Richtung interessante Formen sind die von Hermsdorf für die Hydro Electric Power Company of Ontario (Fig. 181)[1]) und für die Lauchhammer-Riesa-Anlage[2]) (Fig. 182) durchgebildeten.

Die Bestätigung der oben geforderten Bedingungen läßt die Fig. 182 ohne weiteres erkennen. Der Isolator Fig. 182 ist derart konstruiert, daß die Stütze vollkommen von den Mänteln und der Kappe umschlossen



Fig. 181. Hängeisolatorkette (fünfteilig) der Hydro-Electric-Power Commission of Ontario.

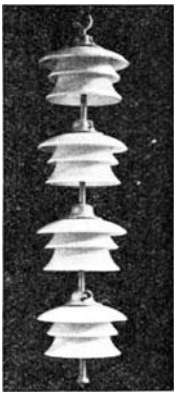


Fig. 182. Hängeisolator mit eingelassener Kappe für die Lauchhammer-Riesa-Anlage.

wird. Dadurch wird die mechanische Festigkeit dieser Isolatorentype bedeutend erhöht und die Bauhöhe der ganzen Kette vermindert. Überschläge erfolgen daher hier meist unmittelbar außen um die ganze Isolatorenkette herum, ohne die Eisenteile der einzelnen Glieder zu berühren. Durch Verlängerung oder Verkürzung der Isolatorstütze läßt sich die Höhe der Überschlagsspannung einstellen, und zwar so weit, bis die Entladungen längs der Isolatormäntel von Kappe zu Kappe erfolgen.

Die Kapazität von Hängeisolatorketten ist auf gleiche Betriebsspannung bezogen geringer als bei Stützisolatoren. Sie nimmt durch Hintereinanderschaltung einer größeren Zahl von Einheiten also für höhere Betriebsspannungen ab, demnach umgekehrt wie bei den Stützisolatoren.

---

[1]) P. W. Sothmann: Vergleichsprüfungen an Hochspannungsisolatoren. Proc. of the Amer. Inst. of Elect Eng. **31**, 2205 (1912). ETZ. 1913, Heft 18, S. 509; ETZ. 1911, S. 941, 975, 1004 und 1023.

[2]) Siehe Fußnote auf S. 162.

Schließlich sei noch darauf hingewiesen, daß auch bei den Hängeisolatoren die Metallschirme (S. 195) benutzt werden können. Die dort genannten Vorteile gelten sinngemäß[1]). Es kann durch die

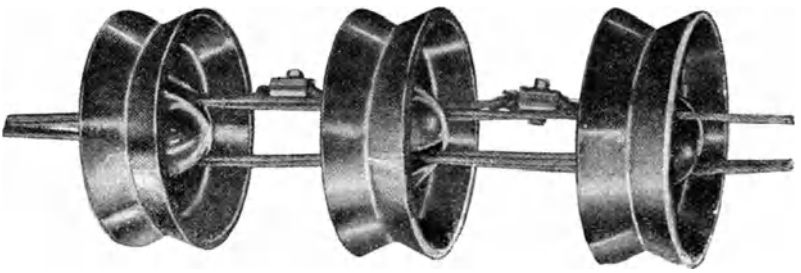


Fig. 183. Hewlett-Isolator für Verankerungsstellen.

Verwendung der Metallschirme ein verhältnismäßig sicher wirkender Schutz in der Form erreicht werden, daß unter allen Umständen ein Überschlagen außen um die ganze Kette eintritt als um die einzelnen

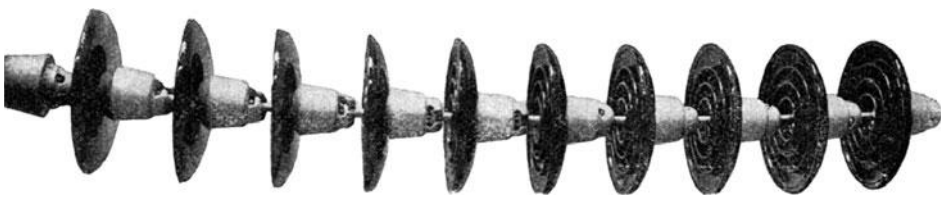


Fig. 184. Kurven- und Abspannisolatorkette für 100 000 Volt.

Isolatoren. Durch die Änderung der Schirmform läßt sich die Überschlagsspannung beliebig niedrig wählen und die Baulänge beschränken,

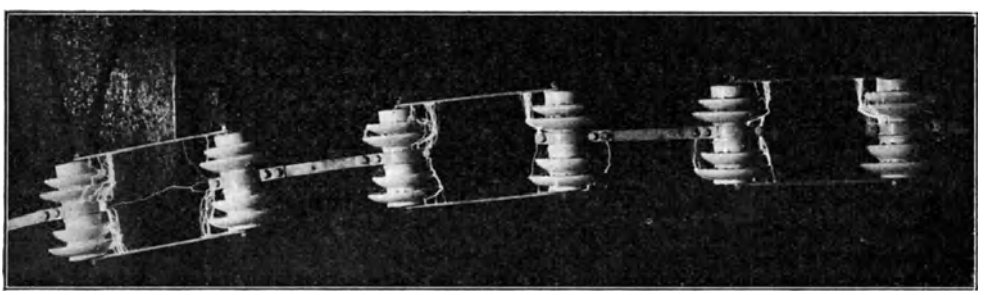


Fig. 185. Funkenüberschläge an sechs in Reihe geschalteten Shackle-Abspannisolatoren bei 190 000 Volt unter Regen. Die Isolatoren sind so weit voneinander entfernt, daß Überschläge über jeden einzelnen Isolator hinweg erfolgen.

was auch hinsichtlich der Mastkonstruktion von nicht zu unterschätzender Bedeutung sein kann.

---

[1]) W. Weicker: Gepanzerte Hängeisolatoren. EKB. 1912, Heft 24.

Für alle Richtungsänderungen und zum Abspannen der Leitungen am Ende oder auf der Linie an den Abspannmasten wird die horizontal gelagerte kettengliedartige Aneinanderreihung der Isolatoren benutzt, und zwar ist das schon bei verhältnismäßig kleinen Abweichungen aus der Geraden erforderlich, weil die Hängeisolatoren sonst zu schief gezogen werden und sich dann mehr und mehr horizontal stellen. In Fig. 183 bis 186 sind einige Ausführungen dargestellt, wobei die Form nach Fig. 185 heute als die günstigste erkannt worden ist. Bei derselben[1]) (Shackle-Isolator) sind Isolatoren in stehender Lage benutzt. Funkenüberschläge erfolgen zwischen den einzelnen Gliedern, wodurch die Gefährdung der Isolatoren durch die Hitzewirkungen etwaiger Lichtbogenbildungen wesentlich herabge-

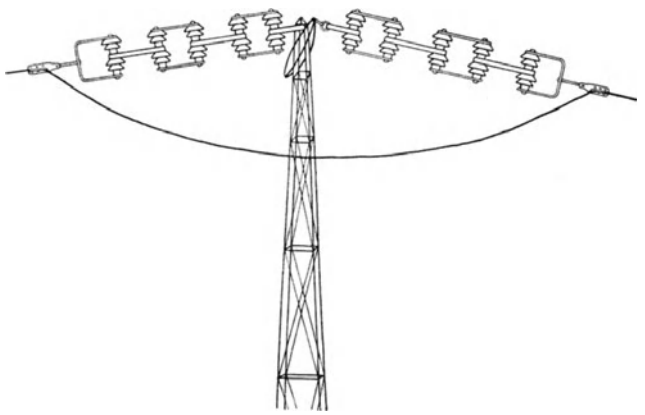


Fig. 186. Abspannen der Leitungen mittels Shackle-Isolatoren an einem Abspannmaste.

mindert wird. Zur Montierung der Isolatoren sind natürlich kräftige Eisenkonstruktionen zu verwenden.

Es ist ohne weiteres einzusehen, daß in dieser Lage die Hängeisolatoren infolge der leichten Benetzbarkeit ganz wesentlich an Isolierfähigkeit verlieren. Man ist unter Umständen gezwungen, entweder die Zahl der einzelnen Isolatorteller unverhältnismäßig zu erhöhen oder zur Verwendung von Stützisolatoren überzugehen. Letzteres ist, wenn irgendwie durchführbar, vorteilhafter und deswegen empfehlenswerter.

Bei der horizontalen Lage der Hängeisolatoren tritt besonders unter Regen, bei Nebel u. dgl. eine verhältnismäßig große Oberflächenleitung also ein Leistungsverlust ein. Messungen haben bereits 100÷150 Watt und mehr pro Kette ergeben. Es empfiehlt sich daher, auch nach dieser Richtung schon bei der Projektbearbeitung Erkundigungen einzuziehen. Die Stützisolatoren weisen bei Hochspannungen nur etwa die Hälfte der obengenannten Leistungsverlustzahlen auf.

[1]) W. Weiker: Abspannisolatoren für Hängeisolatorleitungen. ETZ. 1913, Heft 52.

Die Stromführung an diesen Punkten erfolgt in der Form, daß die Leiterenden durch eine besonders anmontierte Metallschleife verbunden werden, wie das die Fig. 186 zeigt.

Für den Vergleich verschiedener Hängeisolatorformen und Kettenzusammensetzungen lassen sich ähnliche Regeln wie für die Stützisolatoren schwer aufstellen. Ferner liegen bis heute noch nicht genügende Erfahrungen aus praktischen Betrieben vor. Laboratoriumversuche können natürlich niemals den Vorkommnissen auf der Strecke auch nur annähernd angepaßt werden.

Da bei Anlagen über 100 000 Volt in der Projektbearbeitung außerordentlich sorgfältig vorgegangen und jede Einzelheit abgewogen werden muß, so wird auch für die Hängeisolatoren von den Porzellanfabriken unter Garantie eine Reihe von Angaben gemacht werden müssen, die sich etwa auf folgende Einzelheiten erstrecken sollten:

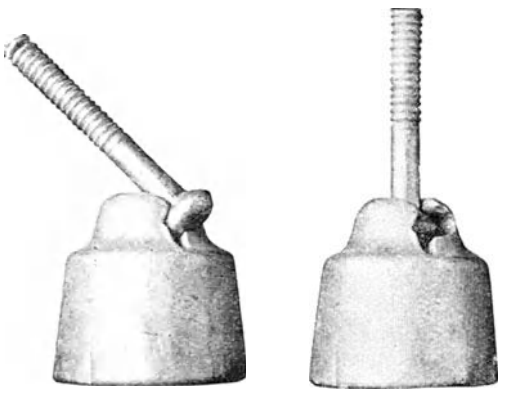


Fig. 187 und 188. Befestigungsvorrichtung für Hängeisolatoren mittels Knopfstütze und Pfanne. Sicherung durch schräge Einführung des Stützenknopfes in Vorbereitung. betriebsfertig.

Abmessungen, Gewicht, gegenseitiger Abstand der Einzelglieder bzw. der vollständigen Kette mit und ohne Metallbefestigungsteilen; Material, Glasur, Form der einzelnen Glieder, Verbindungsart der Glieder untereinander und Zahl der erforderlichen Glieder, ferner für den trockenen Isolator: Länge des Überschlagsweges, Oberfläche, Betriebs-, Überschlags- und Durchschlagsspannung für jedes Glied und für die vollständige Kette, Spannung für die Längeneinheit (cm) des Überschlagsweges; für den nassen Isolator: wiederum Betriebs- und Überschlagsspannung für jedes Glied und für die vollständige Kette bei einer bestimmten Regenmenge pro Minute und einem bestimmten Regen-Einfallwinkel (45°), Spannung für die Längeneinheit (cm) des Überschlagsweges; schließlich allgemein: Bruchfestigkeit, Auswechselbarkeit bzw. Montage und Erweiterungsmöglichkeit der Kette und Gesamtpreis.

δ) Die Verbindung von Hängeisolatoren. Hinsichtlich der Verbindungsart der einzelnen Teile zu einer Isolatorkette hat P. Sothmann bei der Hydro Electric Power Co.[1]) sehr eingehende Versuche angestellt und dabei gefunden, daß alle Spitzen und scharfen Kanten an den Metallteilen durchaus vermieden werden müssen. Auch Haken, Schrauben, Splinte u. dgl. sind zu verwerfen. Sie werden

[1]) ETZ. 1911, Heft 39, S. 977.

Quellpunkte für Glimmentladungen und verringern dadurch den Wert der Überschlagsspannung, weil die Glimmentladungen die den Isolator umgebende Luft frühzeitiger ionisieren und dadurch den Überschlagsweg beeinflussen. Es wurde festgestellt, daß durch das Umhüllen von Ösen und Haken durch Bleiflaschen mit glatter Oberfläche der Widerstand gegen Spannungsüberschlag bis zu 40% vergrößert werden konnte. Infolgedessen wurde bei der 110 000 Volt-Ontarioanlage eine besondere Form für die Verbindungsart der einzelnen Glieder der Hängeisolatoren angewendet, die in Fig. 187 und 188 abgebildet ist. Sie besitzt mit dem Vorzuge, keinerlei Spitzen usw. aufzuweisen, noch den Vorteil leichter und bequemer Montage und völliger Zuverlässigkeit. Wie Fig. 187 zeigt, besteht diese Verbindungsart in einem durch Aufschlitzen der Hohlkugel lösbar gemachten Kugelgelenk. Zur Sicherheit gegen zufälliges Lösen wird ein Splint zwischen Kopf und Hohlkugel eingeschoben, der aber an keiner Stelle aus der Kappe hervorsehen darf.

Neuerdings ist festgestellt worden, daß auch scharfe Kanten an der Innenseite der Isolatorkappen nach dem Porzellan zu starke elektrische Felder erzeugen und das Porzellan allmählich zerstören, so daß auch die Innenränder der Kappen ohne scharfe Kanten ausgeführt werden müssen.

12. Der Ausbau der Freileitungsstrecken.

Sind Leitungsmaterial, Masten und Isolatoren gewählt, so wird es schließlich darauf ankommen, daß auch der ganze Aufbau der Leitungsanlage unter voller Berücksichtigung der vielen Mannigfaltigkeiten, die jede Freileitungsstrecke aufweist, so durchgeführt wird, daß derselbe einen dauernd sicheren, gefahrlosen und wirtschaftlichen Betrieb gewährleistet. Letzteres bezieht sich in der Hauptsache auf die Störungen im Freileitungsnetz, die neben dem Fortfall der Einnahmen aus den Stromlieferungen unter Umständen zu so erheblichen Ausgaben Veranlassung sind, daß die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage gegebenenfalls ganz in Frage gestellt wird.

Es werden daher in diesem Kapitel einerseits die Gesichtspunkte, andererseits die Konstruktionen u. dgl. zur Besprechung kommen, die für die Wahl bzw. den Ausbau der Strecke im allgemeinen und ferner hinsichtlich der Leitungsbefestigung, der Leitungsverbindungen, der Schutzvorrichtungen und ähnlichem von besonderer Bedeutung sind.

Der Aufbau einer Fernleitung hat so zu erfolgen, daß:

1. jederzeit eine leichte und gefahrlose Beaufsichtigung der Leitungen und eine bequeme Beseitigung von Schäden möglich ist (hierher gehört der allgemeine Ausbau der Strecken und die Streckentrennschalter);
2. Beschädigungen der Leitungen, Isolatoren und Maste durch stürzende Bäume, bei zwei Mastreihen auch durch stürzende Masten, verwehte Äste u. dgl. nicht vorkommen können;

3. in Gegenden, in denen harte Winter mit heftigem Schneefall auftreten, die Winde die Leitungen frei durchstreichen können, also Vermeidung dichter Wälder oder ausreichende Ausholzung der Strecken;
4. für den Verkehr keine Hindernisse oder Gefahren bestehen (hierher gehören sämtliche Schutzvorrichtungen);
5. die Leitungen dauerhaft miteinander verbunden, auf den Isolatoren sicher befestigt und gegenseitig in einem derartigen Abstande verlegt sind, daß auch Störungen nach dieser Richtung nicht vorkommen können (Leiterverbindungen, Leitungsbefestigung an den Isolatoren).

a) Die Leitungsstrecke im allgemeinen. Bei Niederspannungsanlagen bis 250 Volt gegen Erde sind nur kurze Strecken vorhanden, bei denen kaum besondere Schwierigkeiten vorkommen. Es ist daher hierzu nichts zu bemerken.

Handelt es sich dagegen um Hochspannungsanlagen, so ist zunächst hinsichtlich der Stromkreise an sich nach Möglichkeit darauf zu sehen, daß für die Hauptleitungen, auf die bereits bei den Isolatoren (S. 185) hingewiesen wurde, entweder zwei getrennte und völlig voneinander unabhängige Stromkreise verlegt oder zum mindesten Ringleitungen gebildet werden. Auf diese Weise läßt sich eine vollständige Stromunterbrechung verursacht durch Störungen auf einem Teile der Strecke vermeiden. Jeder Stromkreis sollte daher im Querschnitte seiner Leitungen so bemessen oder die Übertragungsspannung von vornherein bzw. durch späteres Umschalten von Transformatoren so gewählt werden, daß die Gesamtleistung wenigstens kurzzeitig ohne Gefahr und ohne zu hohen, das gute Arbeiten der Sekundäranlagen beeinträchtigenden Spannungsabfall auch nur mittels eines Stromkreises oder von der intakten Seite der Ringleitung übertragen werden kann.

Bei der Wahl der Linienführung ist besonders auf die Ringbildung Rücksicht zu nehmen und lieber zu einem entfernter gelegten Konsumenten eine Stichleitung zu ziehen, wenn dadurch auf anderem, einer bequemeren Aufsicht zugänglicheren Wege die Ringbildung bewerkstelligt werden kann. Sind z. B. in einem ausgedehnteren Stromversorgungsgebiete Hoch- und Mittelspannung in Gebrauch (siehe I. Bd., S. 198), so sollte man sich nicht scheuen, bei Erweiterungen lieber durch den Ausbau der etwas teueren Hochspannungsleitungen und den Bau einer Mittelspannungs-Transformatorstation eine neue Ringleitung zustande zu bringen, als beim Anschluß neuer Konsumenten durch den etwas billigeren Bau von Mittelspannungsleitungen an Anlagekapital zu sparen. Es sollte in solchen und ähnlichen Fällen eine mögliche Steigerung der Betriebssicherheit der Gesamtanlagen stets, auch wenn die Anlagekosten höher sind, den Ausschlag geben.

Ist die Bildung von Ringleitungen infolge der Lage und Ausdehnung des Stromversorgungsgebietes zum Kraftwerke nicht durchführbar,

so ist, wie gesagt, die Verteilung der zu übertragenden Leistung auf zwei Stromkreise dringend zu empfehlen. Bei Eisen- und Betonmasten ist es unbeschadet der Betriebssicherheit im allgemeinen genügend, beide Stromkreise dann nur auf einer Mastenreihe zu verlegen und zwar in

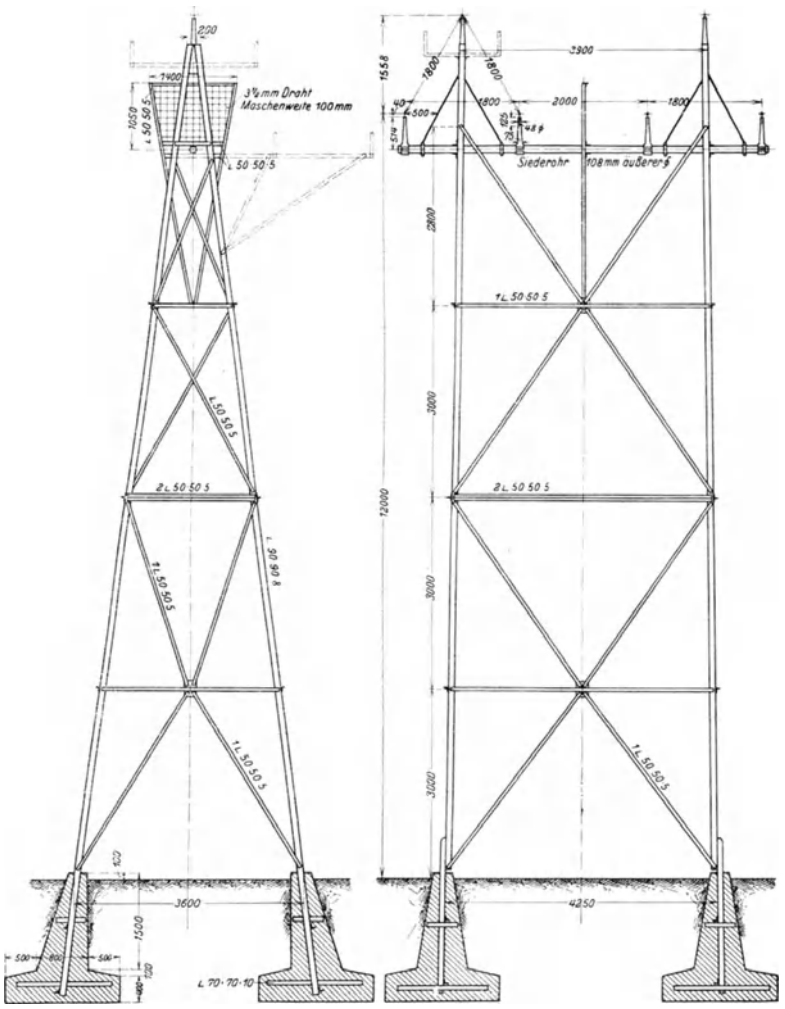


Fig. 189. Eisenmast für zwei durch Schutzgitter getrennte Drehstromleitungen.

der allgemeinen Form auf gemeinsamen Traversen. Da es einerseits natürlich außerordentlich gefährlich, andererseits aber sehr erwünscht ist, bei der Benutzung gemeinsamer Traversen an einem Stromkreise Arbeiten vorzunehmen, wenn der zweite unter Spannung steht, um keine Betriebsunterbrechung eintreten zu lassen, so ist es zweckmäßig, die Mastköpfe mit Schutzgittern zwischen beiden Stromkreisen zu ver-

sehen (Fig. 189). Die Schutzgitter müssen weitmaschig sein, um Wind und Schnee möglichst kleine Angriffsflächen zu bieten und im Winter keine Vereisung zwischen den Isolatoren hervorzurufen. Sie müssen aber wegen der Gefahr des Durchrostens sorgfältigst beaufsichtigt werden und verunzieren zudem den Anblick der Masten.

Weit größere Sicherheit für eine dauernde Stromlieferung wird dadurch erreicht, daß man die Stromkreise auf getrennten Mastreihen verlegt. Das ist bei Holzmasten und ferner ganz besonders dort empfehlenswert, wo die Bodenbeschaffenheit oder die Geländeverhältnisse zu Befürchtungen hinsichtlich der Standsicherheit der Masten Veranlassung geben wie z. B. durch Überschwemmungen, Erdrutsche, Schneebewegungen in Gebirgsgegenden u. dgl. Die Mastreihen müssen dann selbstverständlich so weit voneinander aufgestellt werden, daß durch das Stürzen eines Mastes die parallele Linie nicht beschädigt wird. Gegebenenfalls ist es sogar ratsam, ganz getrennte Wege für die beiden Linien zu wählen und dann ihre Schließung zu einem Ringe z. B. über die Sammelschienen einer Transformatorstation anzustreben.

b) Streckentrennschalter. Um ferner Teile einer ausgedehnten Leitungsanlage streckenweise spannungslos machen und dadurch Störungen lokalisieren bzw. eng begrenzen und Reparaturen schneller vornehmen zu können, sind Streckentrennschalter einzubauen, von denen eine einfache Ausführung Fig. 190 zeigt, die bei der Fernleitung der Southern Power Co. (60000 Volt Drehstrom) benutzt worden ist. Das Messer besteht aus Flacheisen, während die Stromübertragung durch das Kabel *k* geschieht.

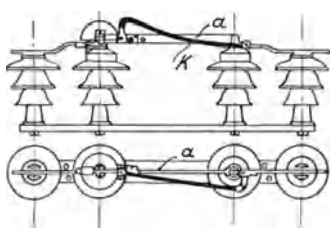


Fig. 190. Einpoliger Streckentrennschalter (amerikanische Bauart).

Die Bedienung dieser auf den Leitungsmasten unmittelbar montierten Schalter darf nur im stromlosen Zustande erfolgen und zwar mit Hilfe von besonders isolierten Schaltstangen.

Eine andere Ausführung zeigt die Fig. 191, wie sie von den Siemens-Schuckert-Werken gebaut wird. Hier sind die Schaltmesser aus Kupferdraht gefertigt und ähnlich den Hörnerfunkenstrecken gebogen, um ein leichteres Verlöschen des Lichtbogens beim Ausschalten zu erreichen. Sämtliche Schaltmesser eines Schalters sind auf einer Achse befestigt und werden demnach gleichzeitig durch Gestänge und Kurbel bedient, was gegenüber der Bauart nach Fig. 190 den Vorteil hat, daß stets eine allpolige Unterbrechung des Stromkreises bewirkt wird, und Gefahren durch Unvorsichtigkeit beim Hantieren mit der Schaltstange oder dadurch, daß beim Ausschalten ein Schaltmesser vergessen wird und eine Leitung unter Spannung bleibt, sicher vermieden werden. Die Kurbelantriebe müssen natürlich gegen unerwünschte Betätigung geschützt werden und sind am zweck-

mäßigsten in gut verschlossene, eiserne Kästen einzubauen oder durch kräftige Vorlegeschlösser zu sichern. Auf eine vorzügliche Erdung dieser Schalter und ihrer Antriebe ist besonders Gewicht zu legen.

Die Streckentrennschalter müssen derart gebaut sein, daß sie den Leitungszug an ihren Isolatoren aufnehmen können, da es in der Natur der Sache liegt, daß die Leitungen an solchen Trennstellen abgespannt werden müssen; Schalter, die noch besondere Abspannmasten notwendig machen, sind unzweckmäßig.

Durch den Einbau solcher Trennschalter werden aber die Ölschalter in den Umformerwerken, Transformatorenstationen usw. nicht entbehrlich, denn erstere sind ihrer ganzen Bauart nach zum Ausschalten größerer Leistungen ungeeignet. Auf großen Phasenabstand ist zu achten; anderenfalls können bei ungünstiger Windrichtung die beim Ausschalten auftretenden Lichtbögen leicht zusammenschlagen und Kurzschlüsse in den Leitungen verursachen. Außerdem ist dann zu fürchten, daß die Schaltmesser sofort verbrennen oder so beschädigt werden, daß der Schalter zur Instandsetzung ausgebaut werden muß.

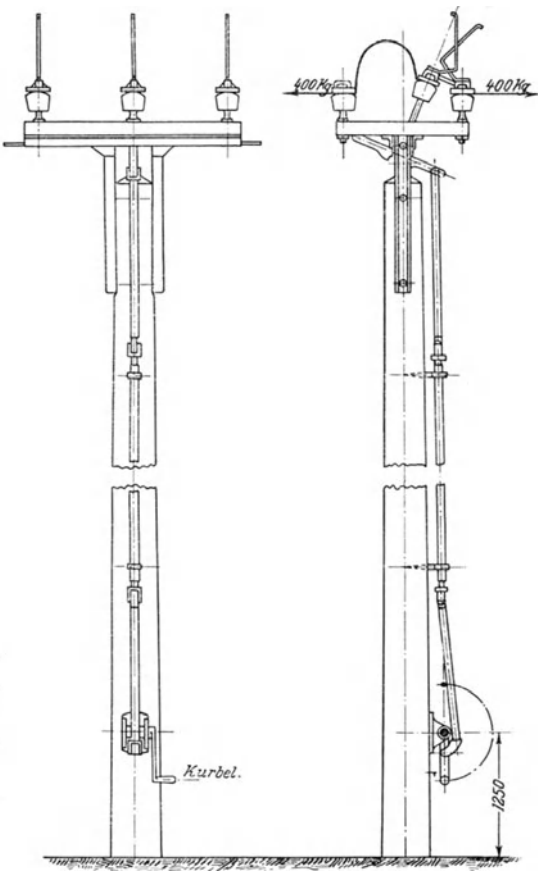


Fig. 191. Dreipoliger Streckentrennschalter mit Gestängeantrieb der Siemens-Schuckert-Werke.

Zu Punkt 2 der allgemeinen Bedingungen ist verhältnismäßig wenig zu sagen. Es sei hier in der Hauptsache auf das bei der Besprechung der Isolatoren mit Schutzringen (S. 198) und das über die Schutznetze (S. 219) Gesagte verwiesen.

Um der mutwilligen Zerstörung der Isolatoren durch Steinwürfe, Flintenschüsse u. dgl. zu begegnen, empfiehlt es sich, die Glasur in einer Farbe zu wählen, die sich dem Gelände möglichst anpaßt. Gut bewährt haben sich stahlgrau, dunkelbraun und dunkelgrün glasierte Isolatoren.

Auch zu Punkt 3 sind eingehendere Erläuterungen überflüssig. Führen die Leitungen durch dichte Wälder, so ist für eine ausreichende Ausholzung der Strecke Sorge zu tragen, damit der Wind die Leitungen frei durchstreichen kann und auf diese Weise die Eisbildung auf den Leitungen und Isolatoren beschränkt wird, wie das als besonders wünschenswert bereits auf S. 128 erwähnt wurde. Im allgemeinen empfiehlt es sich, eine Strecke von etwa 5 m Breite beiderseits zwischen der äußersten Zweigspitze der Bäume und der äußersten Leitung freizuholzen, wenn es sich um jungen, starken Baumbestand handelt. Im anderen Falle muß die Schneise so breit gehalten werden, daß umstürzende Bäume die Leitungen nicht treffen können, da neben Betriebsstörungen durch Leitungs- oder Isolatorbrüche unter Umständen im trockenen Sommer Brände entstehen können[1]).

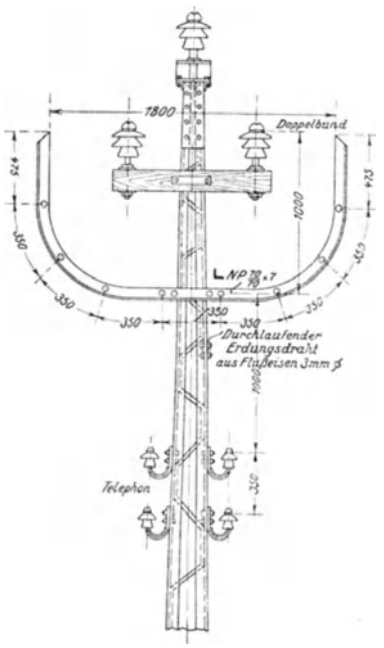


Fig. 192. Mast mit Traverse für ein Schutznetz.

c) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdungen durch Leitungsbruch. Da die Leitungen in der Mehrzahl der Fälle auf oder in unmittelbarer Nähe öffentlicher Straßen und Wege entlanglaufen und auch Kreuzungen von Wegen, Eisenbahnen, Telephon- und Telegraphenleitungen nicht zu vermeiden sind, muß mit allen Mitteln danach getrachtet werden, besonders bei Hochspannung Gefahren für den öffentlichen Verkehr, die durch das Reißen oder das Abgleiten unter Spannung stehender Leitungen von gebrochenen Isolatoren hervorgerufen werden könnten, zu beseitigen. Der V. D. E. sowohl wie die Eisenbahn-, Telephon-, Telegraphen- und Wegeverwaltungen haben hierfür Vorschriften erlassen, die unter allen Umständen und mit der größterreichbaren Zuverlässigkeit befolgt werden müssen. Da die Zahl der praktisch erprobten Schutzvorrichtungen außerordentlich groß ist, wird hier der projektierende Ingenieur bei der Wahl derselben mit besonderer Sorgfalt seine Entscheidung treffen müssen, zumal die Kosten für den Einbau solcher Schutzmittel das Anlagekapital für eine Freileitungsstrecke unter Umständen ganz wesentlich, und zwar wirtschaftlich ungünstig beeinflussen kann.

α) Schutznetze und ähnliche Konstruktionen. Noch bis vor wenigen Jahren war es allgemein üblich, bei Wegkreuzungen usw.

[1]) Siehe Allgemeine Verfügung Nr. 29, 1913, des Preuß. Ministeriums für Landwirtschaft, Domänen und Forsten betreffend Führung von Starkstromleitungen durch Forstbestände.

sogenannte Schutznetze unter die Leitungen zu spannen. Solche Schutznetze werden zumeist aus verzinkten Stahldrähten oder Stahlseilen (vereinzelt auch gekienterten Hanfseilen) hergestellt, und dienen lediglich dazu, beim Bruch einer Leitung die gerissenen Leiterenden aufzufangen, also vom Erdboden und damit von der Berührung durch Menschen oder Tiere fernzuhalten. Sie finden auch heute noch bei Spannweiten bis etwa 20 m und Spannungen bis zu etwa 10 000 Volt vielfach Anwendung und können als guter, bei richtiger Dimensionierung und Montage zuverlässiger Schutz angesehen werden.

Bei der Ausführung der Schutznetze sind folgende Gesichtspunkte zu beachten: Liegt das Schutznetz nur unterhalb der Leitungen (Fig. 192), so müssen die Endseile desselben höher und seitlich genügend aus der Linie herausgeführt sein, um ein sicheres Auffangen gerissener oder herabgefallener Leitungen zu gewährleisten. Ferner muß das Schutznetz verhältnismäßig engmaschig hergestellt werden, um den Schutz nicht dadurch illusorisch zu machen, daß die gerissene Leitung dennoch weit genug herabhängen und dann gefährlich werden kann. Diese letztere Forderung bedeutet aber einen Nachteil insofern, als sich die engmaschigen Schutznetze leichter mit Schnee und Eis vollsetzen, und einmal hierdurch, ferner auch infolge der sich dem Winde darbietenden größeren Fläche eine starke zusätzliche Belastung der Masten verursacht wird, die hin und wieder sogar zu Mastbrüchen geführt hat. Schutznetze sind daher vornehmlich in Gebirgsgegenden und auf solchen Strecken, auf denen erfahrungsgemäß Stürme oftmals auftreten, tunlichst nicht zu verwenden.

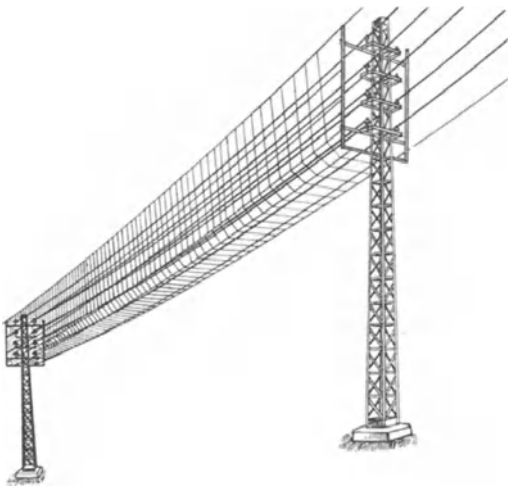


Fig. 193. Schutznetzausbildung.

Vereinzelt findet man auch noch Schutznetze, die die Leitungen vollständig umschließen (Fig. 193). Diese Form wird dann etwa notwendig, wenn mehrere Leitungen übereinander liegen. Hier ist ganz besonders darauf zu achten, daß die Seitendrähte weit genug von den Leitungen entfernt sind, damit bei heftigem Winde durch das Schwingen der Leitungen keine gegenseitige Berührung stattfindet.

Nachteilig bei dieser Form ist wiederum der Umstand, daß sich durch Wind aufgewirbeltes Reisig oder dünne Äste in den Maschen fangen und dann bei Berührung mit den Stromleitungen Verletzungen an diesen oder den Schutznetzdrähten Erd- und Kurzschlüsse hervorrufen können. In der Nähe von Wäldern, Pappelalleen u. dgl. sind daher Schutznetze

dieser Art nicht empfehlenswert. Auch durch Vögel können Betriebsstörungen herbeigeführt werden.

Auf eine dauernd haltbare, vorzügliche Erdung der Schutznetze ist die größte Sorgfalt namentlich bei Hochspannungsanlagen zu verwenden, um elektrische Ladungen sicher abzuleiten, die anderenfalls auch bei abgeschalteten Stromkreisen die Bedienungsmannschaft bei der Ausführung von Arbeiten an den betreffenden Masten gefährden könnten. Zur Verhütung dieser Erscheinungen sind an Stelle der Stahldrähte Hanfseile vorgeschlagen worden, doch ist bisher nicht bekannt geworden, ob sich solche Anlagen in längerem Betriebe bewährt haben. Wenn die Beaufsichtigung und Instandhaltung solcher Hanfseil-Schutz-

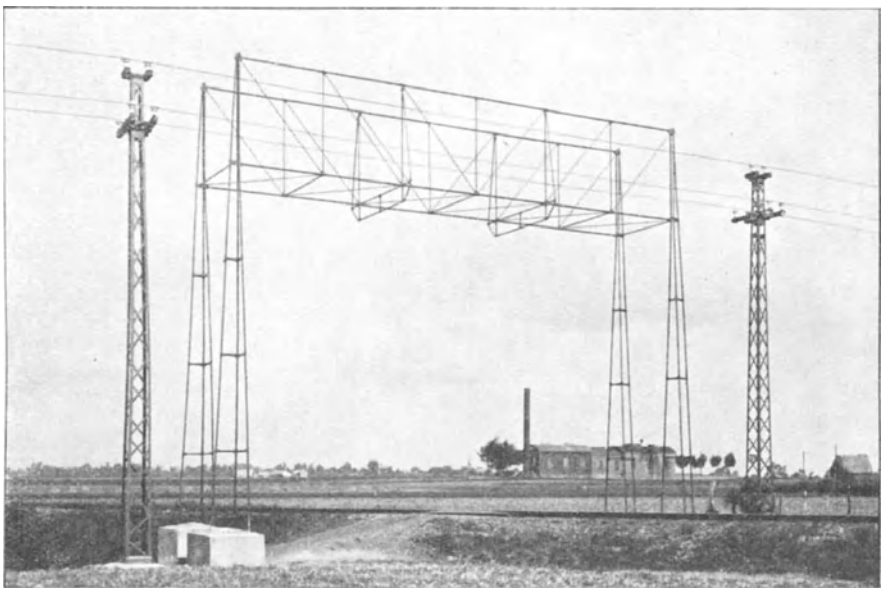


Fig. 194. Kreuzung einer Staatsbahnlinie mit freistehender Schutzbrücke aus verzinkten Gasrohren 1 und $1^1/_2''$ mit Tempergußmuffen zusammengesetzt.

netze nicht dauernd und mit größter Sorgfalt durchgeführt wird, sind sie als unzweckmäßig und unsicher zu bezeichnen.

Andere Ausführungen von Schutzvorrichtungen ähnlich den Schutznetzen sind in Fig. 194 und 195 abgebildet. Sie bestehen in begehbaren eisernen Fachwerkskonstruktionen und haben unter anderem auch z. B. Verwendung gefunden bei Eisenbahnkreuzungen in der Kraftübertragungsanlage der Brusiowerke (Drehstrom 50 000 Volt)[1]) und in der 100 000-Volt-Anlage Lauchhammer-Riesa[2]). Die Fig. 194 zeigt die Kreuzung einer Staatsbahnlinie mit freistehender Schutzbrücke aus verzinkten Gasrohren 1 und 1,5 Zoll Durchmesser mit Tempergußmuffen

[1]) Die Kraftwerke Brusio und die Kraftübertragung nach der Lombardei, Schweiz. Bauzeitung 1908. [2]) Siehe Fußnote auf S. 162.

zusammengesetzt, die Fig. 195 die Kreuzung der Staatsbahn Köln-Aachen mit der Seilbahn des Eschweiler Bergwerksvereins, ausgeführt als freistehende Schutzbrücke aus Profileisen. Beide Anlagen sind von der Brown-Boveri & Cie. A.-G. gebaut worden. Die Leitungsspannung beträgt 35 000 Volt Drehstrom. Der Gesamtpreis einer solchen Konstruktion ist naturgemäß sehr hoch; es sind daher derartige Schutzbrücken nur dort am Platze und gerechtfertigt, wo mehrgleisige Haupteisenbahnlinien mit sehr starkem Verkehr gekreuzt, Störungen des Eisenbahnbetriebes also unter allen Umständen verhütet werden



Fig. 195. Kreuzung der Staatsbahn Köln—Aachen und der Seilbahn des Eschweiler Bergwerksvereins mit freistehender Schutzbrücke aus Profileisen; die Leitungen sind auf der Brücke montiert.

müssen und Reparaturen wegen allzu schneller Zugfolge nur mit größten Schwierigkeiten ausführbar sein würden.

β) Bruchsichere Aufhängungen. Wesentlich besser, sicherer und teilweise auch billiger sind die bruchsicheren Aufhängungen der Leitungen, für die in den Fig. 196 und 198 zwei charakteristische Ausführungen wiedergegeben sind. Die Sicherung der Leitung nach Fig. 196 und 197 ähnelt der sog. Vielfachaufhängung der Fahrleitung elektrischer Bahnen und besteht aus einem über jeder Leitung gespannten, isoliert befestigten Stahlseil, an das die Stromleitung angehängt wird. Die Leitungen sowohl wie die Tragseile sind an den Masten auf Isolatoren befestigt, während die Aufhängung selbst etwa nach der Fig. 196a und die Masten mit den Traversen nach Fig. 196b ausgebildet werden können. Die

Aufhängungen vom Tragseil zu isolieren und damit dieses als Schutzseil, wie es auf S. 235 als Blitzschutzvorrichtung beschrieben wird, zu benutzen, ist wohl durchführbar, allerdings wird die Belastung des Seiles durch die Isolierstücke namentlich bei hohen Spannungen so groß werden, daß die praktische Ausführbarkeit in Frage gestellt ist. Man beschränkt daher vorteilhafter die Zahl der Isolierstellen, worauf schon wiederholt hingewiesen worden ist, auf das geringste und demnach nur auf die Isolatoren an den Masten und benutzt dann die in Fig. 198 abgebildete Ausführung. Bei dieser bruchsicheren Aufhängung (nach Professor Klingenberg) wird die Leitung nicht von einem, sondern von drei für hohe Zugbeanspruchung gebauten Isolatoren gehalten, so daß bei Durchschlag oder sonstigem Defekt an einem Isolator oder beim Bruch der Leitung an einer Befestigungsstelle die Leitung noch von den beiden anderen Stellen aus in nahezu unveränderter Lage festgehalten wird.

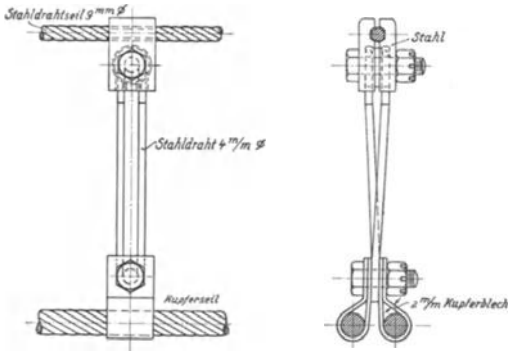


Fig. 196a. Tragkonstruktion für Vielfachaufhängung bei Freileitungen nach Fig. 197.

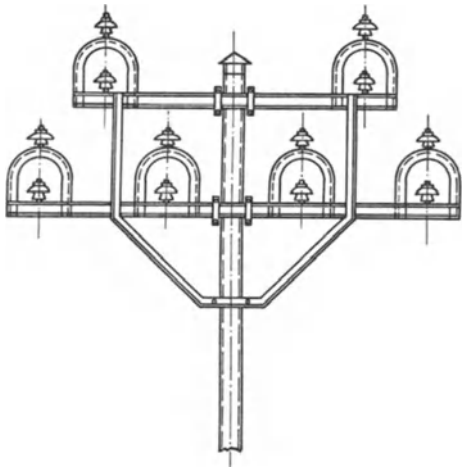


Fig. 196b. Mastkopf für Vielfachaufhängung bei Freileitungen nach Fig. 197.

Nach den neuesten Vorschriften des V. D. E. sind besondere Schutznetze dann entbehrlich, wenn die Leitungen an den Gefahrstellen mit erhöhter Sicherheit gebaut sind.[1]) Dieses gilt als geschehen, wenn erstlich die Zugbeanspruchung des Leitermaterials herabgesetzt wird (siehe S. 132), ferner bei Isolatorbruch und dadurch entstehendem Lichtbogen zwischen Leitung und Eisenteilen die beiden Enden der etwa abschmelzenden Leitung nicht herunterfallen können, sondern durch besondere Einrichtungen zusammengehalten werden (Sicherheitsbügel nach Fig. 199, doppelte Aufhängung nach Fig. 197, besonders

[1]) P. Kvetensky: Die bruchsichere Überführung von Schwachstromleitungen und Bahnen. E. u. M. 1913, Heft 19. Dort werden die entsprechenden österr. Vorschriften an einem Beispiele behandelt.

sichere Isolatoren und starker Bund nach Fig. 198). Bei Kreuzungen müssen außerdem die Masten noch besonderen Festigkeitsbedingungen genügen, auf die im 13. Kap. näher eingegangen werden wird. Schließlich

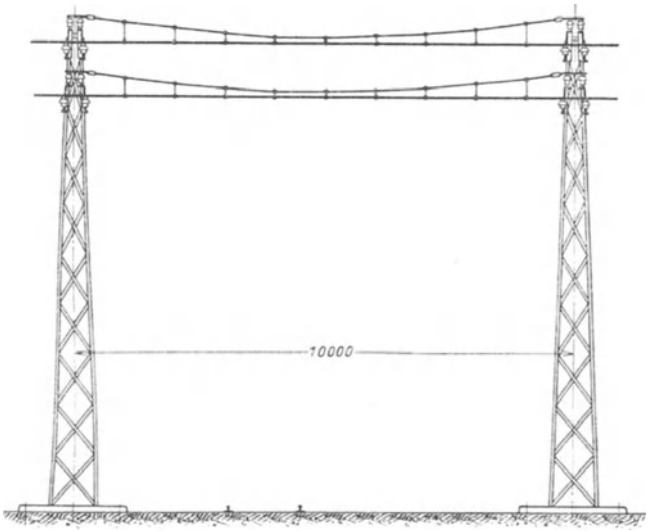


Fig. 197. Vielfachaufhängung bei Freileitungen.

kann aber natürlich bei Kreuzungen auch noch dadurch genügende Sicherheit gegen die Berührung gerissener oder vom Isolator herabgefallener Hochspannungsleitungen vom Erdboden aus erzielt werden, daß man die Masten entsprechend hoch wählt, so daß gerissene Leiterenden nicht bis auf erreichbare Höhe herabhängen, doch dürfte dieses Mittel dann, wenn die Wege usw. nicht von hohen Böschungen begrenzt sind, auf denen die Masten aufgestellt werden können, recht kostspielig und nur bei kleinem Mastabstande benutzbar sein.

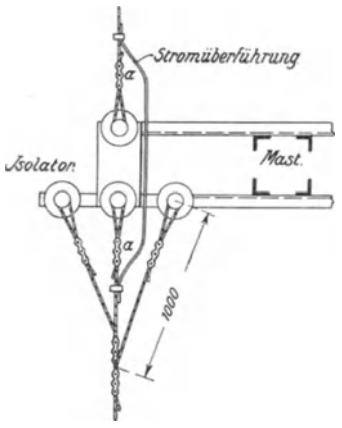


Fig. 198. Bruchsichere Aufhängung bei Freileitungen nach Klingenberg.

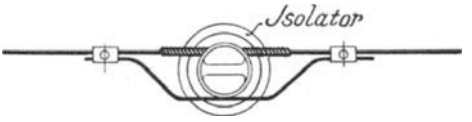


Fig. 199. Sicherheitsbügel am Isolatorkopf.

Zusammengefaßt ist von allen Schutzvorrichtungen die billigste und zuverlässigste Form die bruchsichere Aufhängung nach Fig. 199. Man sollte daher die Kosten, die für Schutznetze, Schutz-

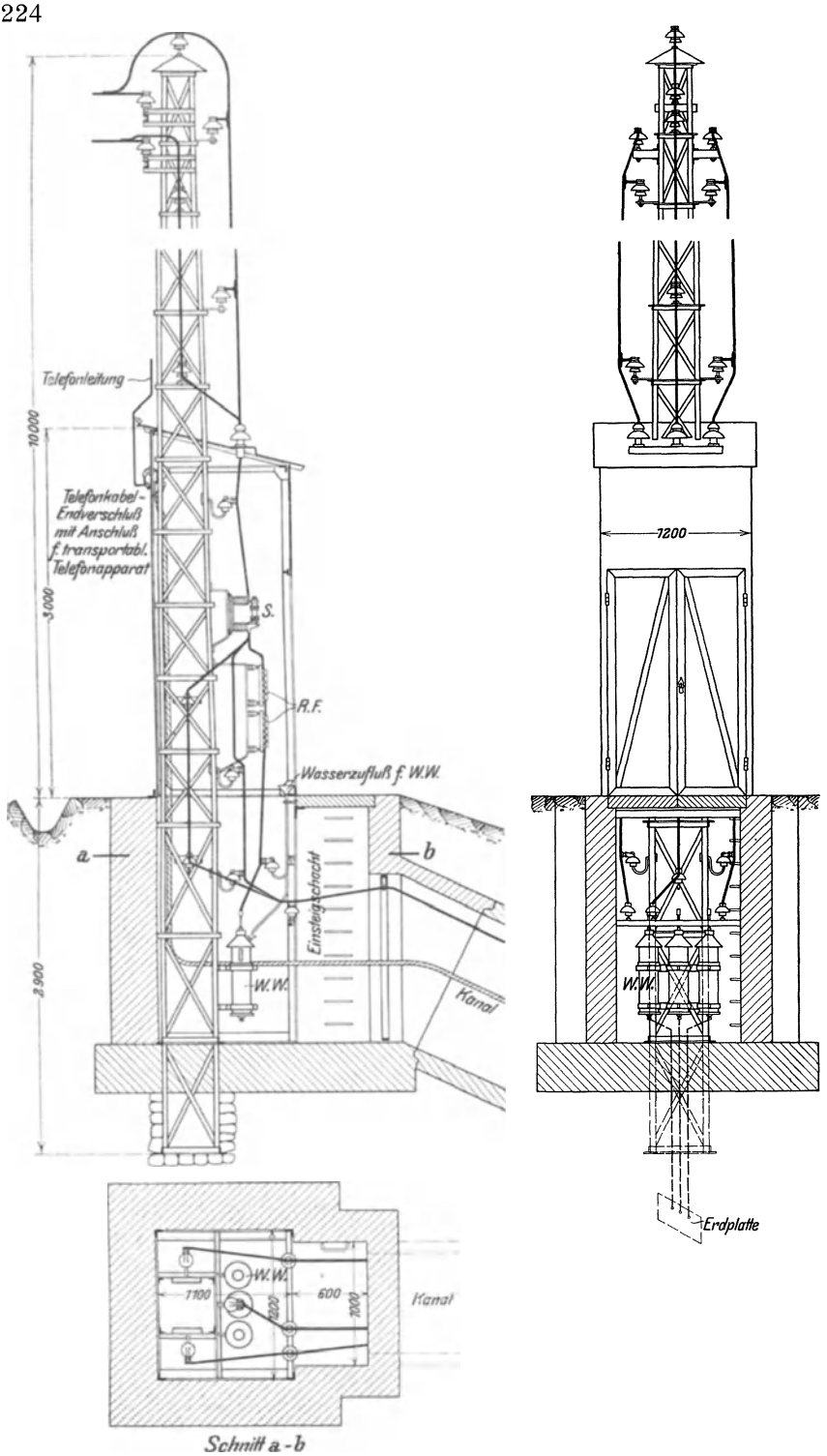
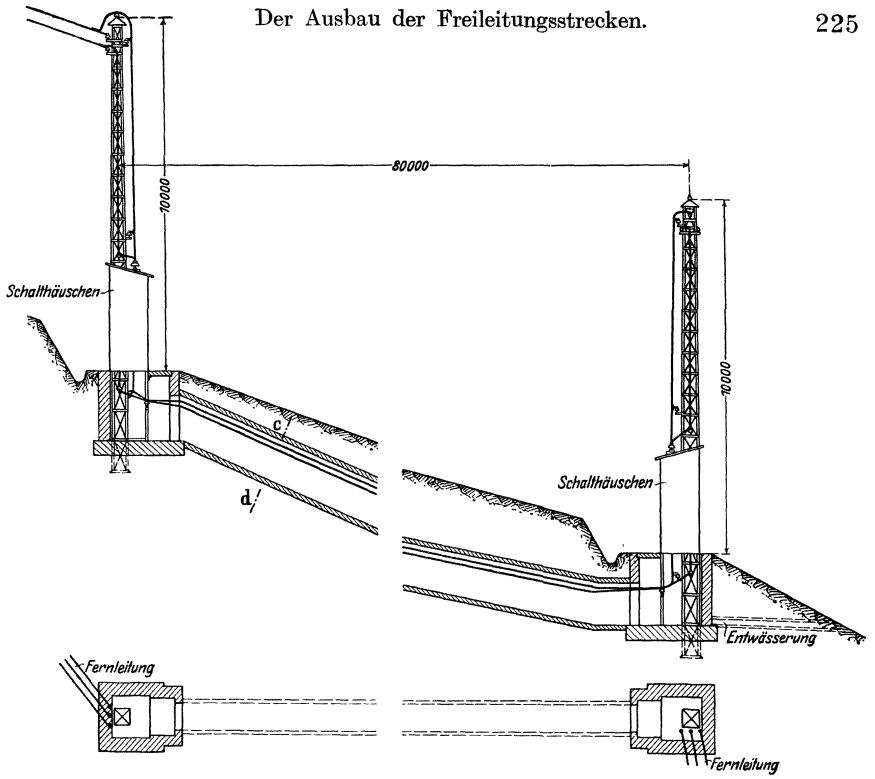
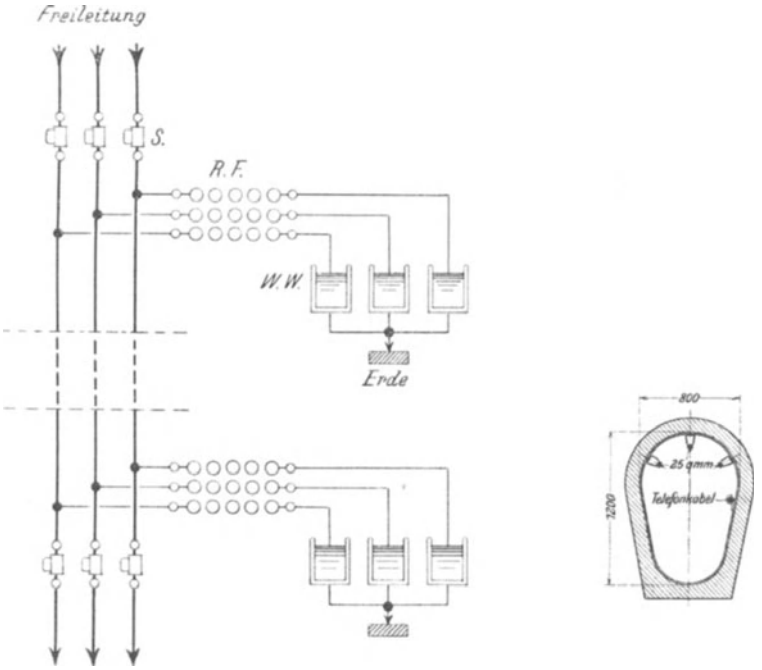


Fig. 200a und 200b. Unterirdische Leitungsführung im Zuge einer Freileitungs-





linie. Betriebsspannung 5000 Volt, Drehstrom (Beschreibung siehe S. 226).

brücken u. dgl. entstehen würden, vorteilhafter dazu verwenden, die kreuzenden Oberleitungen mit den zugehörigen Masten mechanisch stärker und demnach zuverlässiger auszuführen.

γ) Unterirdische Wegkreuzungen. Handelt es sich um Spannungen bis etwa 15 000 Volt, und sind ausgedehnte Gütergleisanlagen, stark befahrene Verkehrsstraßen mit ungünstig gelegenen Böschungen, auf beiden Seiten liegende Telephon- und Telegraphenleitungen u. dgl. mit den Leitungen zu kreuzen, so wird vereinzelt von den Behörden die unterirdische Verlegung der Starkstromleitungen gefordert. Wenn diese Ausführungsform in bezug auf den Schutzwert naturgemäß das sicherste Mittel ist, um Gefährdungen zu verhüten, so ist sie aber für die Betriebsführung keine besonders günstige Lösung, und zwar weil mit der Einschaltung von Kabelstrecken in Hochspannungs-Freileitungsanlagen unter Umständen — namentlich bei höheren Spannungen — Betriebsunsicherheiten durch Kabeldefekte infolge von Überspannungen durch Schaltvorgänge, Belastungsschwankungen usw. hervorgerufen werden. Wenn irgend möglich, sollte man daher selbst mit größeren Ausgaben lieber die Freileitungskreuzung anzuwenden versuchen, oder wenn das absolut nicht zur Genehmigung zu bringen ist, bei Hauptleitungen begeh- oder bequem beschlüpfbare Kanäle und die blanke Fortführung der Leitungen.

In Fig. 200 ist eine unterirdische Wegkreuzung innerhalb einer Hauptleitungsstrecke bei 5000 Volt dargestellt. Zu beiden Seiten der Kreuzung sind die Masten als Abspannmasten ausgeführt und je mit einem Schalthäuschen versehen. In den letzteren befinden sich nach dem Schaltbilde jedesmal abschaltbare Schmelzsicherungen *S.* (bei höheren Spannungen Ölschalter mit Relais) und ein Überspannungs-Feinschutz, hier bestehend aus Rollenfunkenstrecken *R.F.* mit Wasserwiderständen *W.W.* Der Kanal wurde aus Zementrohren wasserdicht hergestellt und an beiden Enden mit abgedeckten Einsteigschächten versehen. Die Leitungen sind in Form blanker Drähte (bei größeren Stromstärken blanke Kupferschienen) auf Isolatoren befestigt und infolgedessen nicht nur dauernd zuverlässig gegen Erde isoliert, sondern auch leicht zu untersuchen bzw. zu reparieren.

Die an den Masten unterhalb der Hochspannungsleitung liegenden Leitungen der Betriebstelephonanlage wurden bei dieser Wegunterführung an den Abspannmasten in ein Kabel übergeführt, was zumeist notwendig sein wird, da im Kanal, ohne ihn unzulässig groß und damit teuer zu machen, nicht genügend Platz vorhanden ist, um neben den blanken Hochspannungsleitungen noch blanke Telephonleitungen zu verlegen. Die Stellen, an denen die Kabelendverschlüsse an den Masten befestigt sind, wurden ferner so ausgebildet, daß an ihnen transportable Telephonapparate angeschlossen werden können.

δ) Leitungskupplungen. Andere Schutzvorrichtungen in Form von Kupplungen, die auf einer oder beiden Seiten in die Wegkreuzung eingebaut werden, sind, wie schon die Bezeichnung erkennen läßt,

darauf begründet, daß sie beim Leitungsbruch das gebrochene und infolge der Zugverringerung lose herabhängende Leitungsstück von dem unter Spannung stehenden Teile mechanisch trennen (abkuppeln). Sie werden andererseits aber auch derart gebaut, daß die Leiterenden auf unterhalb der Leitungen am Mast befestigte Erdungsbügel fallen und dadurch unmittelbar geerdet, also gefahrlos gemacht werden (Fig. 201). Unter die erstgenannte Gattung fällt die in europäischen Anlagen vereinzelt verwendete Gouldsche Kupplung.

Alle diese Kupplungsvorrichtungen sind naturgemäß unmittelbar am Isolator und so zu befestigen, daß der feste Teil auf der Seite des Kraftwerkes liegt. Steht die Leitung von beiden Seiten unter Spannung

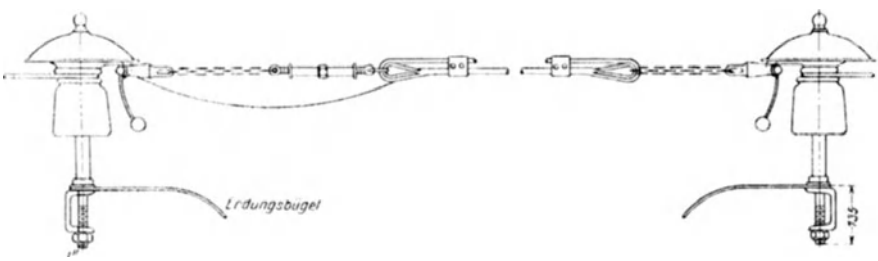


Fig. 201. Leitungskupplung.

(Ringleitung), dann sind solche Kupplungen unbrauchbar. Beim Spannen der Leitungen unter Benutzung von Leitungskupplungen ist ganz besonders sorgfältig vorzugehen, denn alle zwischen zwei Masten liegenden Leitungen müssen ganz gleichmäßig gespannt sein, um Betriebsunterbrechungen durch das unerwünschte Herausfallen der Leitungen z. B. bei starker Erwärmung oder bei Sturm zu verhüten. Die Leitungen sind am vorteilhaftesten in einer Ebene anzuordnen. Liegen die Drähte übereinander, so ist sowohl der Höhen- als auch der Seitenabstand besonders reichlich zu bemessen, um ein Verfangen gelöster mit den darunterbefindlichen festen Leitungen zu verhüten. Die Traversen müssen außerdem sehr sicher befestigt sein, um das Auslösen der Kupplungen infolge Verbiegungen von Querarmen zu verhüten. Bei Holzmasten ist das besonders zu beachten (siehe auch S. 141).

In Deutschland haben sich diese Leitungskupplungen wenig eingebürgert, denn die vielen verhältnismäßig losen Kontakte in der Leitung geben ebensoviel betriebsunsichere Punkte. Dazu kommt ferner, daß die Kupplungen sich infolge schlechten Kontaktes zwischen den Einzelteilen stark erwärmen und durch Witterungs- und chemische Einflüsse mit der Zeit zu Betriebsstörungen führen oder auch festbrennen und dann natürlich ihren Schutzwert verlieren. Dort, wo die Starkstromleitungen Telephon- und Telegraphenleitungen kreuzen, sind diese Kupplungen selbstverständlich nicht verwendbar. Auch die Eisenbahnverwaltungen lassen diese Schutzvorrichtungen nicht zu, und der V. D. E. hat in seinen neuesten Vorschriften die Be-

nutzung von Leitungskupplungen ebenfalls als unzweckmäßig und unsicher bezeichnet.

ε) Drahtbruchrelais. Der Vollständigkeit wegen soll schließlich noch auf die elektrisch wirkenden Drahtbruchrelais hingewiesen werden, die sich indessen ebenfalls nicht eingeführt haben. Sie sind nur bei einseitig gespeisten Stromkreisen benutzbar, haben wohl den Vorteil, daß im Kraftwerke bzw. einer Transformatorenstation der Drahtbruch dadurch angezeigt wird, daß durch das Ansprechen des Relais der Hauptölschalter der betreffenden Leitungsstrecke ausgelöst wird, bedürfen aber besondere Hilfsleitungen (Steuerleitungen), die die Anlage komplizieren. Der Einbau solcher Vorrichtungen ist daher teuer und bei weitverzweigten Netzen nur bedingt durchführbar.

d) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdung durch Isolatorbruch. Um das Herabfallen der Leitungen vom Maste bzw. der Traverse beim

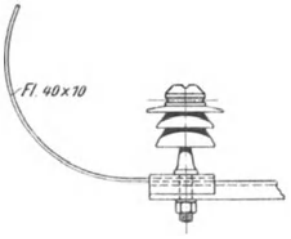


Fig. 202. Offener Schutzbügel für Eisentraversen.

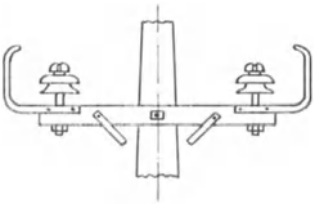


Fig. 203. Offene Schutzbügel für Holztraversen.

Bruch von Isolatoren oder beim Reißen bzw. Durchbrennen der Befestigung am Isolator zu verhindern, versieht man auf den Streckenteilen, auf denen Gefahren für den Verkehr zu fürchten sind, die Leitungen an den Isolatorbefestigungsstellen mit besonderen Schutzbügeln, wie auf S. 223 bereits erwähnt und in Fig. 199 abgebildet. Bei allen Winkelpunkten befestigt man außerdem an den Traversen je nach der Größe des auftretenden Leitungszuges einfache oder geschlossene Drahtbügel, um die Leitungen beim Isolatorbruch abzufangen (Fig. 202 bis 204). Hierfür gibt es noch eine ganze Reihe anderer Ausführungsmöglichkeiten, auf die jedoch nicht weiter eingegangen werden kann.

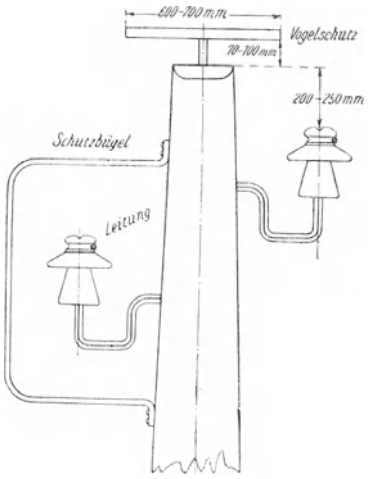


Fig. 204. Geschlossener Schutzbügel und Vogelschutz auf der Mastspitze.

Bei allen solchen Schutzbügeln ist darauf zu achten, daß sie einen ausreichenden Abstand von den Leitungen bzw. den Isolatoren besitzen müssen, weil sich auf ihnen gern Vögel niederlassen, und durch

letztere besonders beim Auffliegen Betriebsstörungen hervorgerufen werden können. Erfahrungsgemäß lassen sich die Vögel, wenn sie sich auf die Masten setzen, stets auf allen Sitzgelegenheiten nieder. Wenn man hierauf Rücksicht nehmend den obersten Isolator in Fig. 204 z. B. 200 bis 250 mm unterhalb der Mastspitze anordnet, und einen bequemen Ruheplatz auf der Mastspitze schafft, so sind Betriebsstörungen und Gefährdungen der Vögel selbst beim Auffliegen kaum zu befürchten. Sind Schutzbügel an oder um die Isolatoren vorhanden, so empfiehlt es sich besonders, auf den Mastspitzen diesen besonderen Vogelschutz etwa ähnlich der in Fig. 204 dargestellten Form anzubringen, der sich recht gut bewährt hat. In vogelreichen Gegenden muß zu einem solchen Hilfsmittel, das sehr billig zu beschaffen und zu montieren ist, unbedingt gegriffen werden.

Es soll schließlich noch erwähnt werden, daß alle Masten, die Hochspannungsleitungen tragen, mit Schildern, Aufschriften od. dgl. zu versehen sind, die darauf hinweisen, daß die Anlagen Hochspannung führen. Außerdem empfiehlt es sich, an markanten Stellen der Leitungsstrecke z. B. in der Nähe von Dörfern die Masten in etwa 2 bis 3 m Höhe mit besonderen Vorrichtungen zu versehen, die ein unbefugtes Besteigen verhindern (Stacheldraht, Kranz mit weitausladenden Eisenzinken usw.). Die Fig. 270 im I. Bd. zeigt hierfür ein Beispiel.

e) Die Leitungsverbindungen. Kritische Punkte der Leitungsanlage, denen beim Bau wie der Unterhaltung besondere Aufmerksam-



Fig. 205a und 205b. Hoffmann-Nietverbinder.

keit geschenkt werden muß, sind die Verbindungsstellen zwischen den Draht- bzw. Seilenden. Das früher ausschließlich geübte Verlöten wird heute nicht mehr angewendet, ist von Behörden sogar verboten und durch lotfreie mechanische Quetsch-, Niet- usw. Verbinder ersetzt.

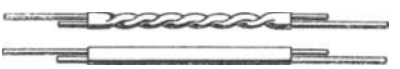


Fig. 206. Leitungsverbindung nach dem Würgeverfahren.

Als häufig verwendete, in der Praxis gut bewährte Nietverbindung gilt der für Seil und massiven Draht gleich gut geeignete, leicht und sicher zu montierende Hoffmann-Nietverbinder (Fig. 205). Er findet nicht nur zum Verbinden zweier Leitungsenden, sondern auch als Schlaufen- und Endverschluß an Abspannungspunkten Verwendung. Die Festigkeit einer solchen Verbindung beträgt bei Hartkupferleitungen 93÷96% der Drahtfestigkeit.

Eine andere sowohl für Draht als auch für Seil und für alle Materialien brauchbare Verbindungsart ist diejenige nach dem Würgeverfahren, wie sie in Fig. 206 abgebildet ist. Die Verbindung wird dadurch hergestellt, daß man ein der Form der Leitungen angepaßtes Metallrohr über die Leiterenden schiebt und das Ganze verdrillt. Diese

Art der Verbindung ist heute neben derjenigen durch Nietverbinder die gebräuchlichste und gibt selbst bei den größten Querschnitten und Spannweiten vollkommene Sicherheit gegen Störungen. Es sei bemerkt, daß diese Verbindung bei den Leitungen der Niagara-Anlagen und auch sonst bei den größten amerikanischen, kanadischen und mexikanischen Fernleitungen zur Anwendung gekommen ist. Die Rohre sind in verschiedener Ausführung in Gebrauch. Neben dem gewöhnlichen ovalen Rohr findet man zwei aufeinander gelötete Rohre, ferner aus Blechstreifen gebogene Zweikammer-Konstruktionen verschiedener Art. Die Festigkeit einer solchen Verbindung ist, da das Rohr stets aus dem gleichen Material wie die Leitungen selbst bestehen muß, der Leiterfestigkeit proportional.

Das Aluminiummetall ist in so hohem Maße elektropositiv, daß von einer Verbindung mit anderen Metallen abgesehen werden muß, um Zerstörungen durch elektrolytische Vorgänge zu vermeiden (siehe S. 118). Es ist daher sowohl für die Leitungsverbindungen als auch für die Leitungsbefestigung an den Isolatoren, worauf weiter unten noch näher eingegangen wird, Vorsicht geboten.

Die sogenannten Seilschlösser als Leitungsverbinder, die in Amerika wiederholt benutzt worden sind, werden neuerdings aber fast vollständig vermieden, weil sie nicht völlige Sicherheit bieten.

f) Die Leitungsbefestigung an den Isolatoren. Die Befestigung der Leitungen auf oder an den Isolatorköpfen erfolgt in der Regel durch das sogenannte „Abbinden". Diese Befestigungsart ist, wenn sie richtig und sorgfältig ausgeführt wird, die beste und bietet auch bei sehr großen Spannweiten und starken Leiterquerschnitten noch eine vollkommene Sicherheit. Sie ist z. B. bei den großen Kraftübertragungsfernleitungen der Ontario Power Co. am Niagara in Verwendung und in Fig. 207 und 208 abgebildet. Die Leitung wird hier von zwei Bindedrähten in Richtung der Leitungszüge auf dem Isolatorkopf gehalten. Die Bindedrähte sollen möglichst weit auf die Leitungen aufgewickelt werden, um gleichzeitig einen wirksamen Schutz gegen das „Abschmoren (Abbrennen)" der Leitungen bei einer Lichtbogenbildung nach der Isolatorstütze (Isolatorüberschlag) zu bilden, denn die Leitungen werden an diesen gefährdeten Stellen durch die aufgewickelten Bindedrähte im Querschnitte verstärkt. Als Bindedrähte verwendet man in der Regel hartgezogenen Kupferdraht oder bei Stahlseilen verzinkten Stahldraht

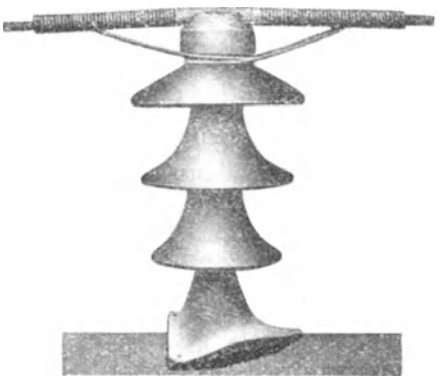


Fig. 207. Leitungsbefestigung auf dem Isolatorkopfe durch Abbinden.

mit einem Durchmesser bis etwa 3 mm. Bei Aluminiumleitungen muß man dagegen aus den gleichen Gründen, wie auf S. 230 angeführt, zum Abbinden ebenfalls Aluminium und zwar in Form von dünnen Seilen oder Blechstreifen benutzen.

Neben diesem Abbinden kommen besonders bei großen Spannweiten noch eine ganze Reihe anderer Befestigungsarten zur Verwendung und zwar hauptsächlich Klemmverbindungen, wie sie in den Fig. 209

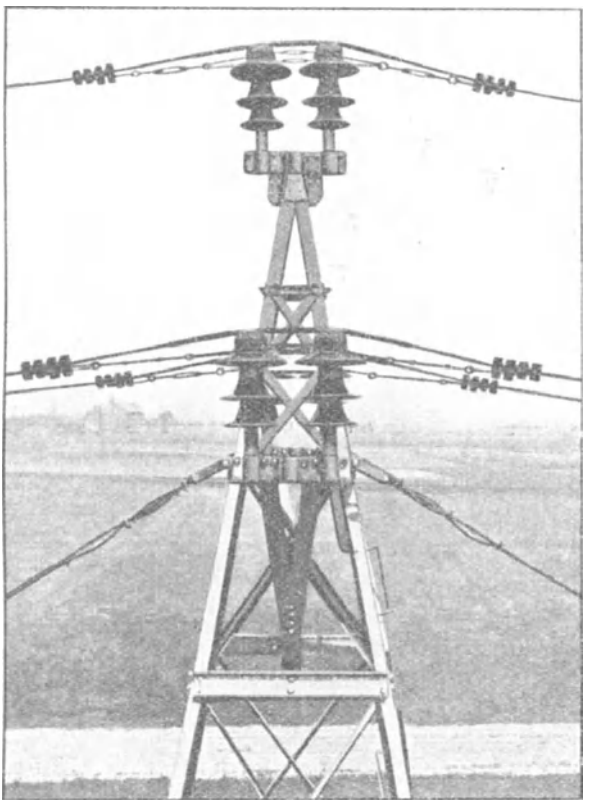


Fig. 208. Leitungsbefestigung für große Spannweiten auf zwei Isolatoren durch Abbinden.

bis 211 dargestellt sind. Die Ausführung nach Fig. 209 ist bei der Nekaxa-Kraftübertragung und die nach Fig. 210 bei Los Angeles der Power Plant of the Edison Electric Co. (Kern River) angewendet worden. Bei solchen Klemmverbindungen ist aber besonders darauf zu achten, daß sie nicht aus Metallkappen ähnlich der Fig. 211 bestehen, die den Isolatorkopf vollständig umhüllen, denn sie erschweren das Aufsuchen eines elektrisch durchschlagenen Isolators ganz außerordentlich und können dadurch zu sehr unangenehm langen Betriebsstörungen Veranlassung geben. Es ist das Abbinden

der Leitungen jedenfalls den Klemmverbindungen entschieden vorzuziehen selbst unter eventueller Benutzung eines Isolators mehr für jede Befestigungsstelle, wenn man nicht mit sehr unzuverlässigem Montagepersonal zu tun hat.

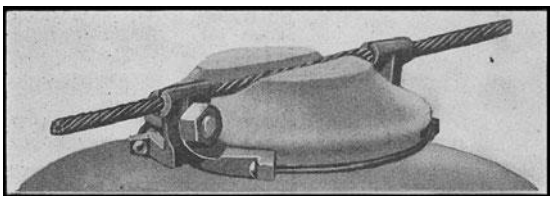




Fig. 209 und 210. Klemmverbindungen für die Leitungsbefestigung am Isolatorkopfe.

Bei sehr großen zu übertragenden Energiemengen und nur geringen Entfernungen zwischen Kraftwerk und Abnahmegebiet, bei denen die Verwendung hoher Spannungen aus wirtschaftlichen Gründen nicht angebracht erscheint, und infolgedessen die Leitungen sehr starke Querschnitte erhalten müssen, ist es unter Umständen, um an Masten und Isolatoren und auch an Grunderwerb für erstere zu sparen, empfehlenswert, eine Befestigung zweier parallel geschalteter Leitungen auf einem Isolatorkopf ähnlich der Ausführung nach Fig. 211 zu wählen. Diese Konstruktion besteht aus hartkupfernen oder gußeisernen Klemmbacken, zwischen denen die Leitungen liegen, und die mittels kupferplattierter Stahlbolzen zusammengezogen werden.

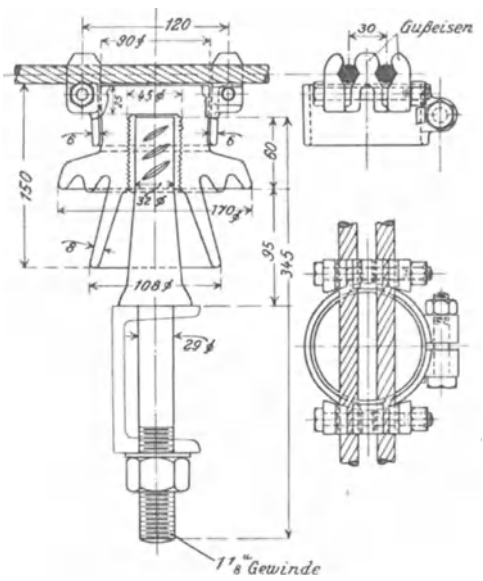


Fig. 211. Klemmverbindung für zwei Leiter auf einem Isolator.

Die Lagerung der Leitungen in allen diesen Klemmen muß starr also unbeweglich sein, um bei Temperaturschwankungen und bei Schwingungen im Winde, bei denen die Leitungen in der Richtung ihrer Achsen in dauernder Bewegung sind, ein „Feilen" zwischen Leitung und Klemme zu verhüten, das durch eingedrungenen Staub und Feuchtigkeit starke Material-

abnutzung zur Folge haben kann. Wenn dieses natürlich auch in den ersten Jahren des Betriebes nicht gefährlich wird, so kann die Materialabnutzung an der Klemme oder der Leitung, je nachdem welches Material weicher ist, doch mit der Zeit und bei zufällig ungünstigen Verhältnissen (Sturm) zur Zerstörung der Klemme oder zum Leitungsbruch führen. Auch auf die Abrundung aller scharfen Kanten, an denen ein Reiben der Leitungen eintreten könnte, ist besonders zu achten.

g) Die Anordnung der Leitungen am Mast; Leiterabstand; Blitzschutzseil. Die Anordnung der einzelnen Leiter eines Stromkreises zueinander (siehe 6. Kap.) wird bei Drehstrom, und sofern Stützisola-

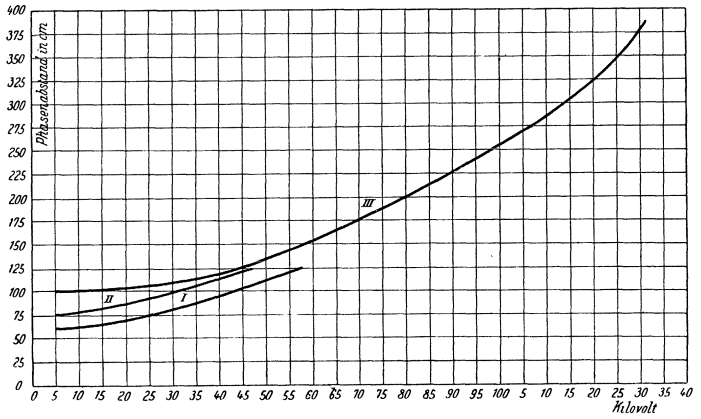


Fig. 212. Leiterabstand für Hochspannungsfreileitungen bei Leiterquerschnitten bis 70 mm².

Kurve I für Spannweiten bis etwa 50 m,
„ II „ „ von 50 bis etwa 100 m,
„ III „ „ über 100 m.

toren verwendet werden, in der Regel in Form eines gleichseitigen Dreiecks vorgenommen und zwar mit Rücksicht auf den induktiven Spannungsabfall, der hierbei den kleinsten Wert erreicht (siehe S. 60). Der Abstand der Leiter richtet sich dabei nach der Höhe der Spannung und ferner naturgemäß auch nach der Spannweite, letzteres mit Rücksicht auf das Schwingen der Leitungen bei starken Windstößen. Aber noch ein anderer Umstand ist bei der Festsetzung des gegenseitigen Leiterabstandes von Bedeutung, und das ist das Durchfliegen der Leitungen von Vögeln. Man sollte auch hierauf je nach der Gegend, durch die die Fernleitung führt, gebührend Bedacht nehmen.

Der Leiterabstand, den man in der Praxis findet, ist selbst bei Anlagen gleichen Charakters, gleicher Leistung und Spannung oft recht verschieden. Es sind deshalb in Fig. 212 Kurven zusammengestellt, die in Anlehnung an bereits ausgeführte und längere Zeit im Betriebe befindliche Anlagen die Mittelwerte für den Leiterabstand bei Spannungen von 5000 : 100 000 Volt und bei Mastabstand zwischen 70 bis

200 m angeben. Die Werte dieser Kurven werden für die üblichen Spannweiten genügen selbst in solchen Gegenden, in denen mit starken Stürmen zu rechnen ist.

Im allgemeinen ist es bisher üblich, bei nur einem Dreiphasen-Stromkreise am Maste einen Isolator des Leiterdreiecks auf die Mastspitze zu setzen. Das ist bei mittleren Spannungen noch zulässig; bei Spannungen über etwa 40 000 Volt aber hat man dabei in Amerika, Kanada und Mexiko, z. B. bei der Guanajuato-Anlage, schlechte Erfahrung gemacht, insofern als der oberste Isolator häufig durch atmosphärische Entladungen beschädigt oder zerstört wurde. Diese Erscheinung trat streckenweise so zahlreich auf, daß man sich sogar zu einem teilweisen Umbau der Strecken entschließen mußte. Es sei hierbei auch auf das auf S. 199 Gesagte verwiesen. Um diesem Übelstande zu begegnen, hat man in Amerika bei allen großen Kraftübertragungsanlagen und neuerdings auch in Europa als unmittelbaren Überspannungsschutz für die Freileitungen ein Schutzseil über die Leitungen gespannt (Fig. 213) und bei Eisenmasten mit diesen, bei Holz- oder Betonmasten durch besondere Leitungen mit der Erde in gute Verbindung gebracht. Ein solches Schutzseil soll in erster Linie den Zweck haben, eine Verringerung der durch elektrostatische Induktion in den Leitungen hervorgerufenen Spannungen herbeizuführen. Die amerikanische Praxis will mit solchen Schutzseilen überaus günstige Erfahrungen gemacht haben, und sie werden infolgedessen dort allgemein montiert. Die früher häufig verwendeten Stacheldrähte für diesen Zweck besitzen den Nachteil, daß sie ihres kleineren Querschnittes wegen leichter reißen und auch infolge ihrer Beschaffenheit zu fehlerhafter Montage verleiten; sie werden heute nicht mehr benutzt.

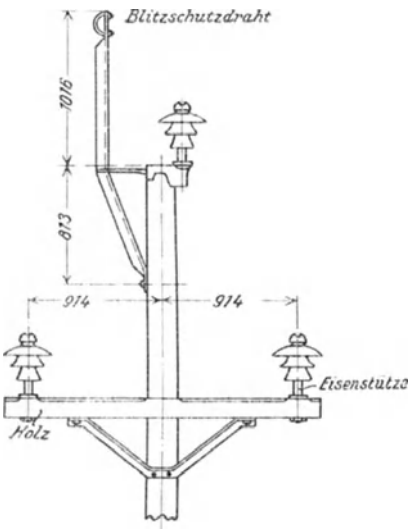


Fig. 213. Mastkopf mit Blitzschutzdraht.

Wenn mit solchen Schutzseilen eine einigermaßen ausreichende Wirkung erzielt werden soll, müßte logischerweise eine ganze Reihe derselben über oder unter die Leitungen gespannt oder theoretisch die Leitungen mit einem aus solchen Schutzseilen gebildeten vollständigen Zylinder umgeben werden. Das ist natürlich praktisch nicht durchführbar; man soll deshalb als eine bessere Ausführung stets mehrere Schutzseile oberhalb der Isolatoren verlegen (siehe Fig. 214).

Die Schutzseile müssen zur Vermeidung des Rostens verzinkt sein und genügend starken Querschnitt erhalten, damit Gefahren durch

Bruch derselben nicht bestehen; andererseits hat man dann den Vorteil, daß die Schirmwirkung mit der Vergrößerung der Oberfläche der Schutzseile zunimmt. Man verwendet für diese Zwecke verzinkte Stahlseile mit Hanfseele. Sie ween etwa alle 500 m noch besonders gut geerdet und dienen dann gleichzeitig zur Erdung der eisernen Mastteile der Streckentrennschalter (S. 216), Mastanschlußschalter für fahrbare Transformatoren (I. Bd., S. 356) u. dgl. Als Querschnitt wird in der Regel ein solcher von mindestens 35÷50 mm² gewählt.

Die Schutzseile können bei entsprechender Bemessung weiter noch dazu herangezogen werden, die Masten in der Richtung der Leitungen zu verankern, wenn sie unmittelbar mit diesen in mechanisch feste Verbindung gebracht werden. Die Masten können dann bei größerer Spannweite leichter gehalten werden, ohne beim Bruch der Fernleitungen auch einen Mastbruch oder beim Verbiegen eine bleibende schädliche Formänderung der Masten befürchten zu müssen.

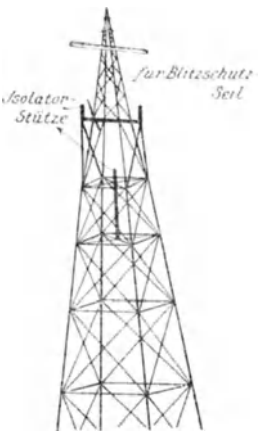


Fig. 214. Besondere Isolatoranordnung am Mast und Blitzschutzseile.

Bei den neuesten amerikanischen Mastenformen wird mit Rücksicht auf den gefährdeten Isolator an der Mastspitze das Isolatorendreieck mit der Spitze nach unten verlegt. So zeigt z. B. Fig. 214 einen Mast dieser Ausführung, bei dem oberhalb der Leitungen drei Schutzseile liegen. Wenn die Montage der Leitungen bei dieser Form der Isolatorenanordnung auch mehr Zeit und Geld kostet, so ist der Vorteil einer erhöhten Betriebssicherheit bei langen Fernleitungen dieser Mehrausgaben wohl wert.

Bei Spannungen über 70 000 Volt werden heute nur die hängenden Isolatoren benutzt. Hier werden dann Schutzseile seltener angewendet, weil die Erfahrung gezeigt hat, daß sich Anlagen mit derartig hohen Spannungen von selbst gegen Isolatordefekte durch atmosphärische Überspannungen schützen. In Amerika sind aber auch bei der Mehrzahl der 100 000-Volt-Fernleitungen Schutzseile eingebaut worden (siehe Tab. XVI).

h) Die Zugausgleichsvorrichtungen. Kommen auf der Strecke Sümpfe, Wasserflächen (Flüsse, Seen, Fjorde usw.) und Schluchten von besonders großer Breite vor, dann stellen sich deren Überbrückung oft recht bedeutende Schwierigkeiten mechanischer Natur in den Weg. Ein Mittel, solche Spannweiten von mehreren hundert Metern bequem zu überwinden, ist die Anwendung eines unterirdisch verlegten Kabels, das für Spannungen bis 50 000 Volt keine Fabrikationsschwierigkeiten mehr bietet und auch für bedeutende mechanische Beanspruchungen, z. B. in Flüssen mit großem Gefälle und zerklüftetem Bett betriebssicher gebaut werden kann. Allein dieses Mittel birgt, wie bereits auf S. 226

gesagt, in elektrischer Hinsicht die große Gefahr, daß ein „Überspannungserreger" in die Oberleitungsanlage eingeschaltet wird, der recht unangenehme Erscheinungen im Gefolge haben kann. Zur Verhütung von Überspannungen müssen natürlich Überspannungsschutzapparate eingebaut werden. Diese Ausführung der Überbrückung wird nur äußerst selten und ungern gewählt. Als deutsches Ausführungsbeispiel sei auf das den Rhein kreuzende Kabel des Elektrizitätswerkes „Berggeist" und als amerikanisches Beispiel auf das 30 000-Volt-(40-Perioden) Drehstromkabel verwiesen, welches zur Unterfahrung des Hudson in die Kraftleitung der Hudson River Power Co. eingefügt ist.

Um sehr große Spannweiten mit Freileitung überwinden zu können, sind bei einer Reihe bedeutender Anlagen mit gutem Erfolge sog. Zug-Ausgleichsvorrichtungen angewendet worden, deren Aufgabe es also ist, die besonderen Beanspruchungen von Masten, Isolatoren mit ihren Stützen und Leitungen dadurch unschädlich zu machen, daß sie den Durchhang der Leitungen selbsttätig regeln. Zu diesem Zwecke werden die Leitungen an nur einem oder gegebenfalls an beiden Unterstützungspunkten beweglich gelagert. Bei der Berechnung des Durchhanges ist sehr sorgfältig zu verfahren, sofern es sich um Kreuzungen schiffbarer Wasserläufe handelt.

Eine sehr interessante Ausführung dieser Art ist bei der Überbrückung des Niagaraflusses[1]) zur Anwendung gekommen. Bei Fort Erie (Bertie Hill) hat der Niagara eine Breite von 495 m, sehr starkes Gefälle und ein sehr zerklüftetes Bett, so daß es schon aus diesen Gründen nicht ratsam erschien, Flußkabel zu verlegen. Außerdem ist der Niagara an dieser Stelle schiffbar, und mit Rücksicht hierauf mußte der tiefste Punkt der Leitung 40 m über dem Wasserspiegel liegen. Zur Aufhebung der inneren Leitungsspannung sind darum hier die Aluminiumseile[2]) (3×3 Stück von je 250 mm² Querschnitt, bestehend aus 61 Einzeldrähten) bei den Stütztürmen mittels besonderer Zugisolatoren an Stahlkabel angeschlossen, die über Rollen laufen und am Ende durch Gewichte von je 1950 kg beschwert sind.

Es ist infolgedessen den Leitungen die Möglichkeit gegeben, selbsttätig jeden sich aus den augenblicklichen Verhältnissen ergebenden Durchhang anzunehmen ohne Gefahr für Leitung und Mast. Die Verbindung zwischen der Land- und der beweglichen Überkreuzungsleitung erfolgt durch besondere ungespannte Aluminiumstücke, die vor den Zugisolatoren liegen.

---

[1]) Die Stromversorgung von Buffalo U. S. A. von den Niagarafällen aus. Electr. World 1907, Heft 26, und EKB. Jahrg. VI, S. 133. Eine ähnliche, aber wesentlich einfachere Vorrichtung, bei der der Ausgleich durch Federn erfolgt, ist bei der Überführung der Mur (104 m) angewendet worden; siehe E. u. M. 1908, Heft 7: Das Elektrizitätswerk Lebring in Steiermark. (Kettenbrücke an Stahlseilen. 20 000 Volt Drehstrom.)

[2]) Bei den unterhalb der Fälle gelegenen Kreuzungen des Niagaraflusses durch die beiden, je 30 000 PS übertragenden 60 000-Volt-Fernleitungen der Niagara, Lockport & Ontario Pr. Co. wurden die Aluminiumkabel durch solche aus „Kupferpanzerstahl" ersetzt.

Tabelle XVI.

Ausgeführte Kraftübertragungen mit Spannungen über 100 000 Volt in den Vereinigten Staaten.

Name und Ort der Kraftanlage	Gesamtlänge km	Übertragungsspannung in Volt	Periodenzahl	Schaltung der Drehstrom-Leitungen	Spannweite m normal	Spannweite m maximal	Leitungen Gesamtzahl	Leitungen Litzen pro Leiter	Leitungen Material	Leitungen Querschnitt mm²	Hängeisolatoren	Entfernung der Drähte voneinander mm	Anordnung der Drähte auf den Leitungstürmen	Installierte Leistung in PS bei Eröffnung des Betriebes	Installierte Leistung in PS bei vollem Ausbau	Betriebseröffnung	Stromkreise	Blitzschutzseile
Central Colorado Power Co., Kolorado	295	100 000	60	△	250	900	3	7	Kupfer mit Hanfseele	126	4 teilig	3300	horizontal 1 Turm	20 000	20 000	1909	1	2
Great Western Power Co., Kalifornien	265	100 000	60	△	230	820	6 6	7 7	Kupfer	71 85	4- und 5 teilig	3100	horizontal 2 Türme	72 000	110 000	1909	2	1
Great Falls Water Power Co., Montana	240	102 000	60	△	185	950	6	6	Kupfer mit Hanfseele	100	6 teilig	3100	horizontal 2 Türme	36 000	130 000	1910	2	4
Sierra-San Francisco Power Co., Kalifornien	220	104 000	60	Y	250	500	3	6	Kupfer mit Hanfseele	100	5 teilig	2450	horizontal 1 Turm	34 000	90 000	1910	1	keine
Mississippi River Power Co., Illinois, Keokuk	225	110 000	25	Y	250	1000	6	19	Kupfer	154	7 teilig	3100	vertikal 1 Turm	150 000	300 000	1913	2	1
Ontario Hydro-Electric Power Commission, Ontario (Kanada)	450	110 000	25	Y	170	—	6 6	7 7	Aluminium	107 95	8 teilig	2450	vertikal 1 Turm	78 000	175 000	1910	2	2 und 3
Au Sable Electric Co., Michigan	380	140 000	60	△	150	—	3	7	Kupfer	71	10 teilig	5300 schräg 3650 senkrecht	Dreieck 1 Turm	10 000	30 000	1912	1	keine
Southern Sierra Power Co., Kalifornien (Los Angeles)	380	140 000	60	△	230	—	6	7	Aluminium mit Stahlseele	160	6 teilig	wird zurzeit noch mit 60 000 Volt betrieben	vertikal 1 Turm	35 000	—	1910	2	keine
Pacific Light & Power Co., Big Creek-Los Angeles	450	150 000	50	Y = Kraftwerk △ = Unterwerk	215	—	6	7 54	Stahl Aluminium	500	9 teilig	4900	horizontal 2 Türme	26 000	120 000	1913	2	2
Shawinigan Water a. Power Co., Kanada	145	100 000	60	△	156	420	6	19	Aluminium	126	8 teilig	2400	vertikal 1 Turm	30 000	—	1911	2	2

Der Ausgleich kann auch durch Federn oder durch flaschenzugähnliche Konstruktionen bewirkt werden.

i) Einige Daten großer amerikanischer Hochspannungsanlagen. In Tab. XVI sind einige interessante Daten ausgeführter amerikanischer Hochspannungsanlagen[1]) zusammengestellt, die mit Fernleitungsspannung von 100 000 Volt aufwärts arbeiten. In den Netzen aller dieser Betriebe sind Stahltürme und Hängeisolatoren verwendet. Die Blitzschutzseile sind nicht überall benutzt und zwar zumeist dort nicht, wo die Gegenden gewitterfrei sind wie z. B. im Westen der Vereinigten Staaten. Weitere Erklärungen zu der Tabelle erscheinen überflüssig, da dieselbe in den Kopfbemerkungen ausführlich gehalten ist.

13. Die Berechnung der Masten.

a) Material und Materialbeanspruchung im allgemeinen. Die Tätigkeit des projektierenden Elektroingenieurs in bezug auf die Berechnung der Masten, die für den Bau von Freileitungen erforderlich sind, hat sich im allgemeinen nur auf die Ermittelung der ständig bzw. unter bestimmten Voraussetzungen auftretenden Beanspruchungen und bei Holzmasten auf die Durchmesser zu erstrecken. Dagegen ist es Sache des Statikers und Eisenkonstrukteurs, größere eiserne Maste, Überführungsbrücken, Gestänge für Abspannungen u. dgl. zu entwerfen und für sie die Garantie zu übernehmen. Es soll daher hier nur das Notwendigste gesagt werden, was den Elektrotechniker aber dennoch in den Stand setzen wird, an einfacheren Konstruktionen rechnerische Nachprüfungen vorzunehmen.

Die Gesamtbeanspruchung eines Leitungen tragenden Mastes setzt sich aus drei Hauptbeanspruchungen zusammen, und zwar sind das:

die Druckbeanspruchung,
die Knickbeanspruchung und
die Biegungsbeanspruchung,

denen der Mast mit einer bestimmten Sicherheit Widerstand bieten muß. Diese Beanspruchungen werden durch eine Reihe von Belastungen hervorgerufen, die für die ersten beiden in vertikaler, für die letzte in horizontaler Richtung angreifen.

Vor Eintritt in die Rechnungserörterungen sollen zunächst einige Zahlenwerte für die Festigkeit verschiedener Materialien angegeben werden, die der „Hütte" entnommen sind.

Hölzer. Die Festigkeit der Hölzer ist wesentlich abhängig von ihrem Feuchtigkeitsgehalt. Die Festigkeit nimmt mit wachsender Feuchtigkeit erheblich ab; mit zunehmender Lagerungszeit vergrößert sich die Druckfestigkeit bedeutend. Der Elastizitätsmodul E ist für Druck nahezu unveränderlich. Die Angaben in der Tab. XVII beziehen sich auf den ganzen Querschnitt (Kernholz und Splintholz zusammen).

[1]) Siehe ETZ. 1913, Heft 43, S. 1242, und Glasers Annalen 15. VI. 1913, S. 225. — L. A. Magron: Hochspannungs-Außeninstallation der Central Georgia Transm. Co. ETZ. 1913, Heft 24 u. 25. — G. Klingenberg: Verteilung elektrischer Energie über große Gebiete. ETZ. 1913, Heft 25–29.

Tabelle XVII.

Festigkeitszahlen für Hölzer.

Art der Beanspruchung	Feuchtigkeitsgehalt in Proz.	Elastizitätsmodul E kg/cm²	Proportionalitätsgrenze σ_p kg/cm²	Festigkeit K kg/cm²	Feuchtigkeitsgehalt in Proz.	Elastizitätsmodul E kg/cm²	Proportionalitätsgrenze σ_p kg/cm²	Festigkeit K kg/cm²
	Kiefer				Eiche			
Zug | parallel |	13	90 000	—	790	—	108 000	475	965
Druck | zur Faser |	18	96 000	155	280	—	103 000	150	345
Biegung[1] . . .	23	108 000	200	470	24	100 000	215	600
Schub[2]	25	—	—	45	—	—	—	75
	Fichte				Buche			
Zug | parallel |	16	92 000	—	750	—	180 000	580	1340
Druck | zur Faser |	19	99 000	150	245	—	169 000	100	320
Biegung[1] . . .	29	110 000	230	420	17	128 000	240	670
Schub[2]	38	—	—	40	—	—	—	85

Der V. D. E. läßt für alle Hölzer eine Höchstbeanspruchung von 110 kg/cm² bei imprägnierten Stangen und von 80 kg/cm² bei nicht imprägnierten Masten zu, und zwar wurden diese Zahlen auf Grund von zahlreichen Versuchen ermittelt, aus denen sich ergab, daß die mittlere Bruchfestigkeit des Holzes mit 550 kg/cm² angenommen werden kann. Demnach wäre also bei imprägnierten Stangen, die beim Freileitungsbau für Kraftübertragungsanlagen bei weitem bevorzugt werden, eine 5fache Sicherheit vorhanden. Die gleichen Werte sind auch der Berechnung zusammengesetzter Maste (A-Maste, Doppelmaste usw.) zugrunde zu legen.

Steine und Bindemittel. Für die Masten selbst kommen Steine und Bindemittel mit Ausnahme von Eisenbeton nicht zur Anwendung. Trotzdem sollen die Festigkeitszahlen einiger Baustoffe angegeben werden, da ihre Kenntnis für die Befestigung von Konstruktionen zu Leitungsabspannungen an Gebäuden (Maschinenhäuser, Transformatorentürme) und für Fundamentierungen notwendig ist. Die Beanspruchung der Baustoffe ist in der weitaus größten Zahl aller Fälle eine solche auf Zug oder Druck, und infolgedessen sind in Tab. XVIII nur hierfür Zahlen genannt.

Für die Berechnung von Betonmasten legt z. B. die Firma Rud. Wolle, Leipzig, die die Saxoniamasten herstellt, die folgenden Beanspruchungsziffern zugrunde: Betondruckbeanspruchung 40 kg/cm², Eisenzugbeanspruchung 900–1000 kg/cm² bei 4facher Sicherheit. Der Beton hat eine Mischung 1 : 4 bis 1 : 5 aus bestem Portlandzement und scharfem, reinem Kiessand; die Rundeisen besitzen 37 : 44 kg/cm² Festigkeit bei 20% Dehnung.

[1]) Der Stammkern liegt in der Querschnittsmitte.

[2]) Abscherung parallel zur Faserrichtung in einer durch die Stammachse gehenden Ebene. K_s für das Kernholz $= 0{,}75 \cdot K_s$ für den ganzen Querschnitt.

Tabelle XVIII.

Festigkeitszahlen für Steine und Bindemittel.

Baustoff	Festigkeit in kg/cm² für Zug K_z	Druck K
Bruch- und Quadersandstein	11—38	300—1000
Kalkstein	15—75	400—2000
Zement-Beton [1]	—	80—250
Kunstsandstein	47	450
Klinker	11—35	300—900
Mittelbrand } Ziegelsteine	7—11	200—300
Schwachbrand	5—7	150—200
Ziegelmauerwerk	5	140
Guter Kalkmörtel	5	40
Zementmörtel	$^1/_{10}$—$^1/_6$ K	—
Zement ohne Sandzusatz	—	250—270

Metalle. Von den Metallen interessiert in diesem Kapitel nur das Eisen und von dessen mannigfaltigen Herstellungsformen in erster Linie das Flußeisen und der Flußstahl. Gußeisen kommt im Freileitungsbau so gut wie gar nicht zur Anwendung.

Tabelle XIX.

Festigkeitszahlen für Eisen und Stahl.

Eisensorte	Elastizitätsmodul E kg/cm²	Proportionalitätsgrenze σ_p kg/cm²	Streck- bzw. Quetschgrenze kg/cm²	Zugfestigkeit K_z kg/cm²	Druckfestigkeit K kg/cm²
Flußeisen	2 150 000	2000 bis 2400	2500 bis 3000	3400 bis 4400	4400
Flußstahl	2 200 000	2500 bis 5000	2800 und mehr	4500 bis 10 000	6250

Der V. D. E. hat in den „Freileitungsnormalien" sehr ausführliche Vorschriften über die Berechnung von Gestängen aus Flußeisen gemacht, auf die hier einzugehen indessen zuweit führen würde, zumal, wie oben erwähnt, der Elektroingenieur Eisenkonstruktion wohl nur in Ausnahmefällen selbst zu entwerfen hat. Es sei nur erwähnt, daß die Beanspruchung der Eisenkonstruktionen auf Zug, Druck und Biegung im ungünstigsten Falle 1500 kg/cm², die Scherbeanspruchung der Nieten 1200 kg/cm², die der Schrauben 750 kg/cm² nicht überschreiten darf.

Zur Klärung der beim Leitungsbruch und bei Verwendung der auf 154 erwähnten Tragmasten eintretenden Beanspruchungen, die auch rechnerisch verfolgt werden können, hat das Eisenwerk Weser-

[1]) Je nach Zusammensetzung; 28 Tage alt. Weiteres siehe „Hütte", I. Teil.

hütte, Bad Oeynhausen, an einer eigens für diesen Zweck gebauten Versuchsstrecke Studien gemacht und eine Reihe von Versuchen vor den Vertretern von Staatsbehörden und der großen Elektrizitätsfirmen durchgeführt, die hier kurz eingeschaltet werden mögen[1]).

Die Versuchsstrecke bestand aus zwei Abspannmasten aus Winkeleisen und drei einfachen Tragmasten aus je zwei U-Eisen N-P. 12 mit Flacheisenverstrebung. Die Tragmasten waren für einen nutzbaren Horizontalzug von 565 bzw. 620 kg einschließlich Windkraft auf den Mast mit 4facher Sicherheit und die Abspannmaste mit 2,7facher Sicherheit für einen Horizontalzug von 5440 kg berechnet, demnach also mit etwa 1500 kg pro cm^2 beansprucht. Der Mastabstand betrug 67, 60, 80 und 61 m. Als Leitungen wurden 4 mit 840 kg gespannte Stahlseile benutzt, die, um der Wirklichkeit zu entsprechen, an Traversen auf von Eisenbolzen getragenen Isolatoren verlegt waren, während sie an einem Endmast über Rollen und unter Zwischenschaltung von Flaschenzügen und Dynamometern zum Fuß des Mastes geführt und dort verankert wurden.

Der Zweck der Versuche war der, festzustellen, daß bei der Verwendung leichter und elastischer Tragmasten auch bei Höhen über 6 m über Erde bei teilweisem oder vollständigem Leitungsbruch keine Gefahr für die Strecke als solche infolge Mastbruches oder bleibender Mastdeformationen besteht.

Die Proben wurden in der Weise vorgenommen, daß einmal zwei und schließlich alle vier Leitungen einmal allmählich und dann plötzlich entspannt wurden. Dabei zeigte sich einwandfrei die Tatsache, daß die Streckenmasten, unter der Voraussetzung richtiger Konstruktion, allen Forderungen in bezug auf Sicherheit gerecht wurden, denn die Durchbiegung der einzelnen Masten blieb in den zulässigen Grenzen, und die Deformationen, in diesem Falle also Verdrehung des Mastes beim Bruch einer Leitung, verschwanden vollständig, wenn die Linie wieder in ordnungsmäßigem Zustande gebracht worden war.

Auch einer der Abspannmaste wurde verschiedenen horizontalen Beanspruchungen unterworfen, und es wurde dabei gefunden, daß die Durchbiegung bei 5650 kg ca. 8,8 cm und bei 7850 kg ca. 10,3 cm betrug, bei 12 480 kg hatte das Betonfundament, auf dem der Mast mittels Ankerschrauben befestigt war (vgl. S. 162), bereits Schaden genommen.

Die amerikanische Praxis verfährt bei der Berechnung der Masten auf Zug allgemein und wie besondere Versuche gezeigt haben, mit genügender Sicherheit nach folgenden Grundsätzen:

Die Masten sollen aushalten:

a) wenn sie drei Leitungen (Drehstrom) tragen, 2mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters;
b) wenn sie eine Drehstromlinie und ein Blitzschutzseil tragen, $2^1/_2$mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters;
c) wenn sie zwei Drehstromlinien tragen, $3^1/_2$mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters;

[1]) Siehe ETZ. 1911, Heft 50, S. 1256.

d) wenn sie zwei Drehstromlinien und ein Blitzschutzseil tragen, 4 mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters.

Diesen willkürlichen Annahmen liegt der Gedanke zugrunde, daß die Beanspruchung der Leitungen und damit der Masten abnimmt, wenn die Elastizitätsgrenze des Leitungsmaterials überschritten wird, weil sich die Leitungen dann recken, und die Beanspruchung infolge der Längenzunahme zurückgeht.

Auch für die Betonmasten liegen Prüfungsergebnisse aus der Praxis vor. So wurde aus der mit Betonmasten für durchschnittlich 300 kg normale Zugbeanspruchung ausgerüsteten Leitungsstrecke der Überlandzentrale Reichenbach i. V.[1]) ein beliebiger Betonmast (Saxoniamast), der bereits den zweiten Winter durchgemacht hatte, herausgenommen und zwei Belastungsversuchen unterzogen. Die Versuchsergebnisse sind in Tab. XX zusammengestellt (siehe auch Fig. 131).

Tabelle XX.

Belastungsversuche an einem Saxonia-Maste.

Spitzenzug in kg	Durchbiegung an der Mastspitze in mm
erster Versuch	
300	82
400	112
500	152
600	214
700	272
800	332
900	395
zweiter Versuch	
1000	455
1100	525
1300	600
Bruch	820

Nach dem ersten Versuche, bei dem die Belastung bis auf den 3fachen Wert der Normallast gesteigert wurde, ging der Mast bis auf 8 mm in seine frühere Lage bzw. Stellung zurück. Leider wurde bei dem Versuche nicht festgestellt, ob diese 8 mm bleibende Abweichung durch Nachgeben im Erdreich oder dauernde Formveränderung des Mastes selbst entstanden waren. Beim zweiten Versuche wurde annähernd dieselbe Verbiegung des Mastes festgestellt wie beim ersten Versuche. Die Belastung wurde dann weitergetrieben, bis bei 1300 kg (gleich dem 4,33fachen Betrage der Normallast) der Bruch eintrat. Nach diesem bog sich der Mast auf 820 mm aus, blieb aber in dieser Stellung trotzdem noch stehen.

b) Die Druckbeanspruchung wird durch alle vertikal nach abwärts gerichteten Belastungen hervorgerufen also durch das Eigengewicht des Mastes, durch die Isolatoren mit ihren Stützen und Traversen und durch das Gewicht der Leitungen, Schutznetze, Blitzschutzseile einschließlich der zusätzlichen Last durch Eis, Schnee, Rauhreif.

Bezeichnet P die gesamte Druckbelastung in kg, q_m den wirksamen Querschnitt des Mastes in cm², so ist die Druckbeanspruchung:

$$k_d = \frac{P}{q_m} \text{ kg/cm}^2 \qquad (163)$$

Die Druckbeanspruchung wird bei Holz- und Betonmasten nur dann zu prüfen sein, wenn es sich um sehr hohe Masten handelt. Für die üblichen Masthöhen bis etwa 15 m ist sie ohne Belang. So gibt auch

[1]) Siehe Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke Nr. 115, April 1911.

die „Hütte" an, daß gedrückte Stäbe, deren Länge im Vergleich zu ihren Querschnittsabmessungen groß ist, nicht auf Druck, sondern auf Knickung widerstandsfähig zu gestalten sind.

Für die Berechnung von Eisenkonstruktionen selbstverständlich sind die Druckbeanspruchungen, denen die einzelnen Teile ausgesetzt sind, von besonderer Bedeutung (siehe die auf S. 240 genannten Vorschriften des V. D. E.).

c) Die Knickbeanspruchung ist ebenfalls für normale Leitungsmasten aus Holz oder Beton nicht von Bedeutung. Ihre Berechnung kann z. B. nach der „Hütte" verhältnismäßig leicht durchgeführt werden.

d) Die Biegungsbeanspruchung. In horizontaler Richtung wirken auf den Mast die Zugspannungen der Leitungs-, Schutznetz- und Blitzschutzdrähte und der Winddruck. Handelt es sich um gleiche Mastabstände auf gerader Strecke, so heben sich die Zugspannungen der Leitungsdrähte in bezug auf den Mast auf. Wenn das theoretisch auch nie völlig genau zutrifft, so ist bei der Annahme des Gleichgewichtszustandes der Leitungszugkräfte der gemachte Fehler doch ohne weiteres vernachlässigbar. Weichen die Spannweiten voneinander ab, ist der Mast einseitig noch mit Schutzdrähten belastet, und handelt es sich schließlich um Winkelpunkte in der Leitungsführung, so sind die auf jeden Mast entfallenden Zugkräfte besonders zu berechnen.

Bezeichnet P_{L_1} in kg den Gesamtzug sämtlicher an einem Maste befestigten Leitungen nach der einen Richtung, P_{L_2} die Zugkraft nach der anderen Richtung, so ist für ungleiche Mastabstände bzw. bei vorhandenen Schutznetzen auf gerader Strecke die resultierende Zugkraft auf den Mast:

$$P_L = P_{L_1} - P_{L_2}\,, \quad \text{wenn} \quad P_{L_1} > P_{L_2}\,, \tag{164a}$$

oder:

$$P_L = P_{L_2} - P_{L_1}\,, \quad \text{wenn} \quad P_{L_2} > P_{L_1} \tag{164b}$$

ist.

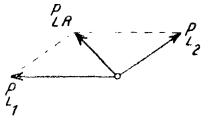


Fig. 215.

Bilden die Leitungen einen Winkel α (Fig. 215) miteinander, so wird der Mast durch die Resultante der beiden Kräfte beansprucht, die sich nach dem Kräfteparallelogramm berechnet zu:

$$P_{L_R} = \sqrt{P_{L_1}^2 + P_{L_2}^2 + 2 \cdot P_{L_1} \cdot P_{L_2} \cdot \cos\alpha} \quad (\sphericalangle \alpha < 90°)\,, \tag{165a}$$

$$P_{L_R} = \sqrt{P_{L_1}^2 + P_{L_2}^2 + 2 \cdot P_{L_1} \cdot P_{L_2} \cdot \cos(180 - \alpha)} \quad (\sphericalangle \alpha > 90°), \tag{165b}$$

und für gleiche Mastabstände:

$$P_{L_R} = 2 \cdot P_L \cdot \cos\frac{\alpha}{2}\,. \tag{165c}$$

Ist der Winkel $\alpha = 90°$, so erhält man:

$$P_{L_R} = \sqrt{P_{L_1}^2 + P_{L_2}^2}\,, \tag{165d}$$

bzw. wenn $P_{L_1} = P_{L_2} = P_L$,

$$P_{L_R} = P_{L_1} \cdot \sqrt{2}\,. \tag{165e}$$

Gehen mehrere Leitungen in verschiedenen Richtungen von einem Maste ab, so ist die resultierende Zugbeanspruchung mit Hilfe des Kräftepolygons zu bestimmen.

Hinsichtlich der Ermittelung der Zugspannungen P_L ist darauf aufmerksam zu machen, daß sie sich mit der Temperatur und durch zusätzliche Belastungen infolge von Schnee, Rauhreif, Eis, Wind usw. ändern. Es muß für die Mastberechnung stets der ungünstigste Fall zugrunde gelegt werden.

Außer durch diese Beanspruchungen wird der Mast ferner durch die Windkraft auf ihn und auf die Leitungen belastet. Nach den Vorschriften des V. D. E. ist die Windkraft mit 125 kg/m² senkrecht getroffene Fläche anzunehmen. Dieser Wert sowohl wie die Bedingung, daß die Windrichtung senkrecht zur Fläche in die Rechnung einzusetzen ist, gewähren im allgemeinen eine recht hohe Sicherheit, denn namentlich das letztere wird nur äußerst selten eintreten.

Als Fläche ist bei Leitungen das 0,5fache, bei runden Masten das 0,7fache des Durchmessers multipliziert mit der Länge in die Rechnung

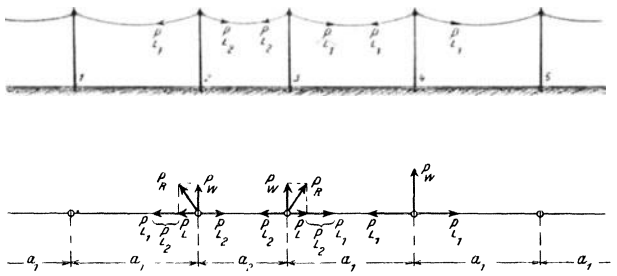


Fig. 216. Darstellung der Biegungsbeanspruchungen bei Leitungsmasten.

einzusetzen (beide Abmessungen natürlich im gleichen Maßstabe, z. B. cm, gemessen). Bei Eisenkonstruktionen ist entweder der wirkliche Winddruck festzustellen, oder es ist als Windfläche die Hälfte einer als voll angenommenen Mastwand zu berücksichtigen unter Vernachlässigung der Konstruktionsteile und der Saugwirkung auf der Rückseite. Der Winddruck ist dabei in halber Höhe der freien Mastlänge angreifend anzunehmen (Vorschriften des V. D. E.).

Alle diese Belastungen beanspruchen den Mast auf Biegung und zwar in der Resultierenden. Für gerade Strecken haben die Horizontalkräfte, die auf die Masten wirken, demnach die in Fig. 216 eingetragenen Richtungen, und die Resultierende berechnet sich, wenn P_w die Windbelastung bezeichnet, zu:

$$P_R = \sqrt{P_L^2 + P_w^2} \text{ kg}. \tag{166}$$

Bezeichnet H in cm die mittlere Entfernung des Angriffspunktes der Horizontalkraft P_R vom Fußpunkte des Mastes über Erdboden, so ist das Biegungsmoment:

$$M_b = P_R \cdot H \text{ kgcm}, \tag{167}$$

und zwar ist dasselbe an der Einspannstelle des Mastes bei Punkt F (Fig. 220) am größten. Ist an dieser Stelle W das Widerstandsmoment des Mastquerschnittes in cm², so ist die Materialbeanspruchung bei F:

$$k_b = \frac{M_b}{W} = \frac{P_R \cdot H}{W} \text{ kg/cm}^2. \tag{168}$$

Besonderer Beachtung bedarf noch die Prüfung der Masten hinsichtlich ihres Verhaltens beim Auftreten eines teilweisen oder allseitigen Leitungsbruches. Reißt eine Leitung, so wird der Mast zusätzlich auf Biegung und Verdrehung beansprucht, und zwar ergibt sich das Biegungsmoment wiederum aus der Differenz der Zugkräfte. Die Größe der Verdrehung zu ermitteln ist außerordentlich schwierig. Sie ist abhängig von der Art der Leitungsbefestigung am Mast, und zwar ist dabei zu unterscheiden, ob die Isolatoren unmittelbar an dem Mast befestigt (bei Holzmasten in denselben eingeschraubt) oder auf Quertraversen montiert sind. In der Mehrzahl der Fälle werden sich die Isolatorstützen oder die Traversen verbiegen, und dann ist die Beanspruchung des Mastes auf Verbiegung wesentlich gemildert. Ähnliches gilt bei Hängeisolatoren[1]).

Die Gesamtbeanspruchung eines Mastes setzt sich nunmehr zusammen aus der Druck- und der Biegungsbeanspruchung, und es ist somit nach Gl. (163) und Gl. (168) die größte Beanspruchung am Mastfuße bei F:

$$k = k_b + k_d = \frac{M_b}{W} + \frac{P}{q_m} \text{ kg/cm}^2. \tag{169}$$

Die Gl. (169) bildet die Grundlage für die Berechnung von Masten, und ihre Anwendung bietet keine Schwierigkeiten, solange es sich um einfache Holzmasten handelt. Für Gittermasten dagegen muß sie noch besonders ausgewertet werden, was hier zu weit führen würde, zumal, wie auf S. 238 gesagt, Berechnungen von Eisenkonstruktionen nicht zu den Aufgaben des Elektroingenieurs gehören.

e) Die Mastverankerungen. Ist ein Mast z. B. bei Winkelpunkten in der Leitungsführung nicht mit völliger Sicherheit in der Lage, die auftretenden Beanspruchungen auf Biegung auszuhalten, oder bietet das Erdreich nicht genügende Sicherung für die Mastfundamentierung, handelt es sich schließlich um Gestänge auf Gebäuden, für die ebenfalls eine zuverlässige Mastbefestigung an den Dachbalken u. dgl. nicht erzielt werden kann, so wendet man je nach den Verhältnissen sog. Mastverankerungen (Fig. 217) bzw. Maststreben (Fig. 218) an. Erstere sind dort am Platze, wo es sich um geringere Erhöhung der Standsicherheit handelt, letztere dagegen kommen dort zur Verwendung, wo größere Biegungsbeanspruchungen auftreten oder bei Erweiterung der Anlage durch Hinzulegen neuer Leitungen auf die vorhandenen

[1]) Siehe auch H. Grünholz: Beitrag zur Mastenberechnung bei Verwendung von Hängeisolatoren. E. u. M. 1913, Heft 27. — P. Gesing: Bestimmung der Reißkraft bei Freileitungsanlagen mit Hängeisolatoren. EKB. 1913, Heft 33.

Maste zu erwarten sind. Bei Dachgestängen werden dagegen stets nur Verankerungen nach Fig. 217 gewählt.

Mast mit Zuganker. Nach Fig. 217 ist, wenn von einer Druckbeanspruchung durch Isolatoren, Leitungen usw. abgesehen wird, was zumeist geschehen kann, die Beanspruchung des Ankers (Querschnitt q_A cm²) auf Zug:

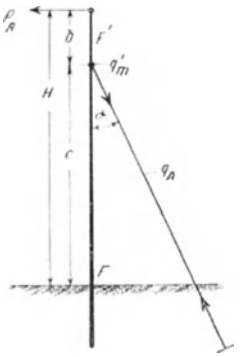


Fig. 217. Mast mit Zuganker.

$$k_Z = P_R \frac{\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)}{\sin\alpha \cdot q_A} \text{ kg/cm}^2, \qquad (170)$$

unter der Voraussetzung, daß durch den Anker der Punkt F' vertikal über F verbleibt.

Die größte Beanspruchung des Mastes, und zwar auf Druck, tritt im Punkte F' auf; dieselbe ist:

$$k_d = \frac{P_R \cdot b}{W} + \frac{P_R\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)\operatorname{cotg}\alpha}{q'_m} \text{ kg/cm}^2, \qquad (171)$$

worin q'_m den Mastquerschnitt im Punkte F' in cm² bezeichnet.

Für einen Anker aus Rundeisen, wie er häufig benutzt wird, ergibt sich aus Gl. (170) der Durchmesser:

$$d_A = 1{,}125 \sqrt{\frac{P_R}{k_Z \cdot \sin\alpha}\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)}.$$

Es sei hier bemerkt, daß von der Verwendung von Drahtankern bei Hochspannungsmasten abzuraten ist, weil unter Umständen Gefährdungen von Personen bei Erdschlüssen vorkommen können.

Mast mit Druckstrebe. Nach Fig. 218 ist der Druck auf die Strebe:

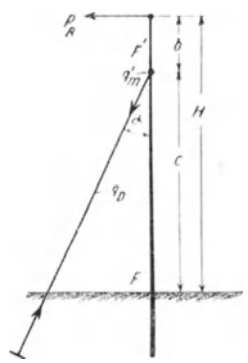


Fig. 218. Mast mit Druckstrebe.

$$P_D = P_R \frac{\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)}{\sin\alpha} \text{ kg}, \qquad (172)$$

wiederum unter der Voraussetzung, daß F' vertikal über F verbleibt.

Durch den Druck P_D wird die Strebe auf Knickung beansprucht. Nimmt man nun an, daß die Strebe am Fußende fest eingespannt und oben in der Achse geführt ist, so kann nach der Eulerschen Formel die zulässige Belastung gesetzt werden:

$$P_D = \frac{2}{s} \cdot \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{l_D^2} \text{ kg}, \qquad (173)$$

worin s den Grad der Sicherheit,
E den Elastizitätsmodul des Materials,
I das kleinste äquatoriale Trägheitsmoment des Querschnittes der Strebe in cm⁴,
l_D die freie Länge der Strebe in cm bedeutet.

Für eine runde imprägnierte Holzstrebe ergibt sich bei 5facher Sicherheit der Durchmesser zu:

$$d_D = 0{,}09 \sqrt[4]{\frac{P_R \cdot l_D}{\sin\alpha}\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)} \text{ cm}.$$

Die größte Beanspruchung und zwar auf Zug herrscht ebenfalls im Punkte F', und zwar ist dieselbe:

$$k_Z = \frac{P_R \cdot b}{W} + \frac{P_R\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)\operatorname{cotg}\alpha}{q'_m} \text{ kg/cm}^2. \qquad (174)$$

30. Beispiel. Es sollen die Masten der in Fig. 219 dargestellten Leitungsstrecke berechnet werden, und zwar handelt es sich um eine Drehstromlinie mit Holzmasten, die außerdem mit einem Blitzschutzseile ausgerüstet ist.

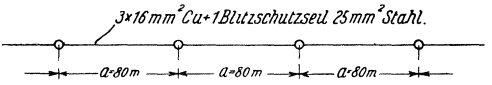


Fig. 219. Leitungsstrecke zum 30. Beispiel.

Gegeben sind:

Anzahl der Kupferleitungen	$z_L = 3$
Querschnitt jeder Kupferleitung (Kupferseil aus 7 Drähten von je 1,7 mm Durchmesser)	$q = 16$ mm²
Durchmesser jedes Kupferseiles	$d_L = 5{,}2$ mm
Eigengewicht von 1 m Kupferseil	$G_M = 0{,}144$ kg
Höchstbeanspruchung des Kupferseiles	$p_{max} = 16$ kg/mm²
Spannweite	$a = 80$ m

Zug und Durchhang bei verschiedenen Temperaturen nach den Tabellen des V. D. E.

Temperatur in ° C	bei $p_{max} = 16$ kg/mm²	
	f cm	P kg
— 5 + Zus.	184	256
— 20	108	109
— 10	120	98
0	130	89
+ 10	140	82
+ 20	152	75
+ 30	162	70
+ 40	174	66

Abstand des tiefsten Punktes der Leitung im ungünstigsten Falle	$h_L = 700$ cm
Anordnung der Leitungen am Mast	nach Fig. 220
Querschnitt des Blitzschutzseiles aus 7 blanken verzinkten Eisendrähten von je 2,13 mm Durchmesser	$q_s = 25$ mm²
Durchmesser des Blitzschutzseiles	$d_s = 6{,}4$ mm
Eigengewicht von 1 m Blitzschutzseil	$G_s = 0{,}2$ kg
Mittlerer Abstand der Leitungen vom Boden	$H = 9{,}37$ m
Winddruck	$K = 125$ kg/m².

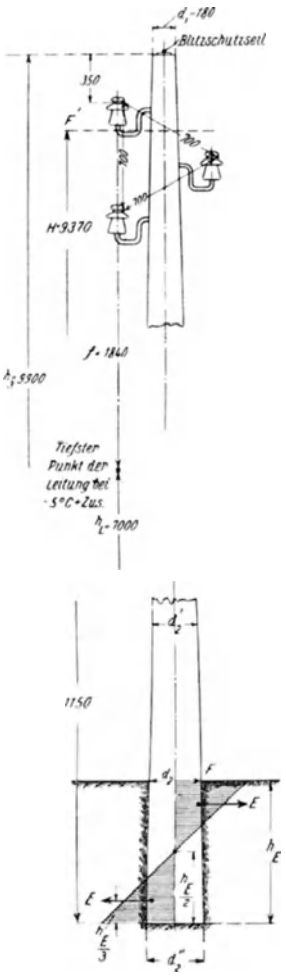


Fig. 220. Hölzerner Leitungsmast zum 30. Beispiel.

Die Zopfstärke der Masten ergibt sich nach der vom V. D. E. aufgestellten Formel zu:

$$Z = d_1 = 1{,}2\sqrt{D \cdot H} = 1{,}2\sqrt{22 \cdot 9{,}37} \cong 15 \text{ cm},$$
$$D = 3\,d_L + d_s = 22\,.$$

Es soll mit Rücksicht auf unvorhergesehene Fälle $d_1 = 18$ cm gewählt werden.

Die Spannweite von $a = 80$ m ist noch für einfache Masten zulässig, da der Gesamtquerschnitt aller an einem Maste befestigten Leitungen nur 73 mm² beträgt. Der Durchmesser d_2 der Maste an der Austrittsstelle aus dem Boden muß berechnet werden. Als Material soll Lärchenholz verwendet werden. Die Stangen werden imprägniert. Die Höchstbeanspruchung soll $k_b = 110$ kg/cm² nicht überschreiten. Nach Fig. 220 beträgt die Gesamthöhe der Masten über Boden $h_3 \cong 9{,}90$ m.

1. Beanspruchung durch den Winddruck auf Leitungen und Mast.

a) Winddruck auf die Leitungs- und Blitzschutzdrähte P_{wL}.

Wie bereits auf S. 244 angegeben, ist nach den „Normalien" bei Leitungen die vom Winde getroffene Fläche gleich dem 0,5fachen des Durchmessers multipliziert mit der Länge in Rechnung zu setzen. Die Leitungslänge ist gleich zweimal der halben Spannweite.

Also:

$$P_{wL} = (z_L \cdot d_L + z_s \cdot d_s)\, 2\, \frac{a}{2} \cdot 0{,}5 \cdot K$$
$$= (3 \cdot 0{,}52 + 1 \cdot 0{,}64) \cdot 8000 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}0125 = 110 \text{ kg}.$$

Das Biegungsmoment an der Austrittsstelle F der Stange aus dem Erdboden beträgt dann, wenn letzterer als unnachgiebig angesehen wird:

$$M_{b_1} = P_{wL} \cdot H = 110 \cdot 937 = 103\,070 \text{ kgcm}.$$

b) Winddruck auf den Mast P_{w_m}.

Bei runden Masten ist die vom Winde getroffene Fläche nach den „Normalien" gleich dem 0,7fachen des Durchmessers multipliziert mit der freien Höhe in Rechnung zu setzen, also:

$$P_{w_m} = 0{,}7\,\frac{d_1 + d_2}{2} \cdot h_3 \cdot K = 0{,}7\,\frac{18 + 28}{2}\, 990 \cdot 0{,}0125 \cong 200 \text{ kg},$$

wenn d_2 zunächst geschätzt wird, und zwar $= \frac{3}{2}\, d_1$, was den üblichen Mastabmessungen entspricht.

Der Winddruck greift im Schwerpunkte des Mastes an. Bezeichnet x den Abstand des Schwerpunktes vom Boden (berechnet für einen Kegelstumpf), so ist das Biegungsmoment:

$$M_{b_2} = P_{w_m} \cdot x = 200 \cdot 424 = 84\,800 \text{ kgcm},$$
$$x = \frac{h_3}{4} \cdot \frac{d_2^2 + 2\,d_1 \cdot d_2 + 3\,d_1^2}{d_2^2 + d_1 \cdot d_2 + d_1^2} = 424 \text{ cm}.$$

c) Das resultierende Biegungsmoment ergibt sich, da die Biegungsmomente M_{b_1} und M_{b_2} in einer Ebene wirken, zu:

$$M_I = M_{b_1} + M_{b_2} = (103{,}07 + 84{,}8)\, 10^3 = 187{,}87 \cdot 10^3 \text{ kgcm}.$$

2. Beanspruchung durch die Zugkräfte in den Leitungen und dem Blitzschutzseil.

Da die Spannweiten alle gleich oder praktisch gleich sind, tritt eine Beanspruchung des Mastes nach dieser Richtung nicht ein. Es ist also das Biegungsmoment:

$$M_{II} = 0\ .$$

3. Gesamte Beanspruchung der Maste:

Biegungsmoment:

$$M_b = M_I + M_{II} = 187{,}87 \cdot 10^3 \text{ kgcm}.$$

Da ferner nach Gl. (168)

$$M_b = W \cdot k_b = \frac{\pi \cdot d_2^3}{32} \cdot 110 \text{ kgcm},$$

so ergibt sich der Durchmesser des Mastes an der gefährlichen Stelle:

$$d_2 = \sqrt[3]{\frac{M_b}{0{,}0982 \cdot k_b}}\ .$$

Erfahrungsgemäß bricht nun ein Holzmast nicht unmittelbar an der Stelle, an der er aus dem Erdboden austritt, sondern in etwa $^1/_4$ seiner freien Länge. Wird dieser Durchmesser mit d_2' bezeichnet, so ist:

$$d_2' = \sqrt[3]{\frac{187{,}87 \cdot 10^3}{0{,}0982 \cdot 110}} \cong 26 \text{ cm}.$$

Der Durchmesser an der Austrittsstelle $d_2 = 28$ cm ist demnach richtig.

4. Die Eingrabungstiefe.

Schließlich interessiert noch die Eingrabungstiefe, für die bei gutem Boden und sorgfältiger Verrammung nach den „Normalien" $^1/_6$ der Mastlänge gefordert wird (bei weichem Boden entsprechend mehr oder besondere Sicherung).

Im allgemeinen kann man den zulässigen Druck auf das Erdreich bei gewachsenem Boden $K_E = 2$ kg/cm² (bei Lehm und Ton $k_E = 4$ bis 6 kg/cm²) annehmen und mit praktisch hinreichender Genauigkeit die Druckverteilung im Erdboden nach Fig. 220 voraussetzen. Dann beträgt der gesamte Erddruck bei einem untersten Mastdurchmesser von $d_2'' = 30$ cm:

$$E = \frac{h_E}{2} \cdot \frac{d_2 + d_2''}{2} \cdot k_E = \frac{h_E}{2} \cdot \frac{28 + 30}{2} \cdot 2{,}0 = 29 \cdot h_E$$

und das Moment des Erddruckes:

$$M_E = 2\,\frac{h_E}{3} \cdot E = 19{,}4 \cdot h_E^2\ .$$

Da nun sein muß:

$$M_b = M_E\ ,$$

so ergibt sich die Eingrabungstiefe:

$$h_E = \sqrt{\frac{M_b}{19{,}4}} = \sqrt{\frac{187{,}87 \cdot 10^3}{19{,}4}} \cong 100 \text{ cm}.$$

Mit Rücksicht auf die Unsicherheit in der Bodenbeschaffenheit wird man $h_E = 150$ cm festsetzen und infolgedessen den Masten eine Gesamtlänge von ca. 11,50 m geben.

14. Die Kabelleitungen.

a) Material und Ausführung der Kabel im allgemeinen. Unter Kabel sollen in diesem Abschnitte diejenigen isolierten Leitungen verstanden werden, die zur Fortleitung von Starkstrom im Erdboden oder unter Wasser zur Verlegung kommen.

Als Leitermaterial wird bei Gleichstrom ausschließlich und bei Wechselstrom für Spannungen bis etwa 20 000 Volt ebenfalls fast durchweg Elektrolytkupfer gleicher Beschaffenheit und mit den gleichen Materialkonstanten wie für Freileitungen verwendet und zwar wiederum in Form massiver Drähte oder Seile. Handelt es sich um Kabel für höhere Spannungen als 20 000 Volt, dann muß man, wie die Untersuchungen auf S. 262 zeigen werden, aus rein elektrischen Gründen

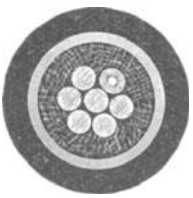


Fig. 221. Asphaltiertes Gleichstrom-Einleiterkabel mit Prüfdraht.

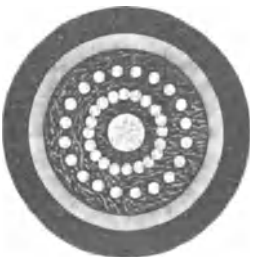


Fig. 222. Asphaltiertes konzentrisches Dreileiterkabel.

und zwar hinsichtlich der elektrischen Beanspruchung des Isoliermaterials unter Umständen dazu übergehen, als Material Aluminium zu benutzen.

Für Gleichstrom kommen nur Einleiterkabel, d. h. je ein Kabel für jeden Pol, zur Verlegung. In Fig. 221 ist der Querschnitt eines solchen Kabels dargestellt.

Für Wechselstrom werden entweder ebenfalls Einleiterkabel — allerdings nur für besondere Fälle (siehe S. 260) — oder in der Mehrzahl der Fälle je nach dem Stromsystem Zwei-, Drei- oder Vierleiterkabel — sog. Mehrleiterkabel — benutzt. Diese Zusammenfassung mehrerer Leiter zu einem Kabel kann in zwei grundsätzlich verschiedenen Arten zur Ausführung kommen, und zwar indem die Leiter konzentrisch zueinander angeordnet oder verseilt werden.

Ein konzentrisches Kabel (Fig. 222) wird gebildet aus einem Mittelleiter, um den durch entsprechende Isolationsschichten getrennt der zweite und ebenfalls isoliert unter Umständen der dritte Leiter spiralförmig herumgewickelt wird. Diese Kabelform ist heute in der Praxis so gut wie vollständig verlassen worden, weil sie gegenüber den verseilten Mehrleiterkabeln eine ganze Reihe von Nachteilen besitzt, die einmal in fabrikationstechnischen Schwierigkeiten liegen, hauptsächlich aber in den elektrischen Verhältnissen ihre Ursache haben. Ohne auf längere theoretische Erörterungen einzugehen, sei nur er-

wähnt, daß z. B. bei einem Dreileiterkabel die Kapazitäten der drei Leiter verschiedene Werte besitzen. Dadurch treten Unsymmetrien der Spannungen gegen Erde ein. Auch die Ladeströme sind voneinander abweichend, so daß unter Umständen kein einwandfreier Betrieb von Motoren und namentlich von Zählern erreichbar ist.

Bei den verseilten Kabeln (Fig. 223), die heute bei weitem bevorzugt werden, wird jeder Leiter für sich der Spannung entsprechend isoliert, und alle Leiter werden dann miteinander verseilt sowie nochmals gemeinsam mit Isolationsmaterial umkleidet. Die Zwischenräume zwischen den einzelnen Leitern werden bei guten Kabeln mit Einlauffäden aus Jute ausgefüllt, wodurch das ganze Kabel größere Haltbarkeit und eine vollkommen zylindrische Außengestalt erhält.



Fig. 223. Asphaltiertes verseiltes Dreileiterkabel.

Da nun die Kabel naturgemäß gegen die Umgebung sehr gut isoliert, dauerhaft und je nach der Verlegungsart auch gegen mechanische Beschädigungen zuverlässig geschützt sein müssen, unterscheidet man folgende typischen Formen, die der V. D. E. in seinen Normalien aufgenommen hat:

Blanke Bleikabel (Type KB),
Asphaltierte Bleikabel (Type KA),
Armierte asphaltierte Bleikabel (Type KBA).

Die Bezeichnung „Bleikabel" soll nur zum Ausdrucke bringen, daß der oder die an sich der Spannung entsprechend isolierten Leiter aus Kupfer oder Aluminium zum äußeren Schutze mit einen den dreigenannten Formen entsprechenden Bleimantel umgeben sind.

Die Isolierschicht, die heute fast durchweg aus mit Masse getränktem Papier besteht, richtet sich in ihrer Stärke nach der Höhe der Spannung, mit welcher das Kabel betrieben werden soll. Papier — natürlich besonderer Beschaffenheit — besitzt sehr hohe dielektrische Festigkeit, große Dauerhaftigkeit, geringe Kapazität, nimmt aber begierig Wasser auf und muß daher wie gesagt mit Isoliermasse behandelt und gegen Feuchtigkeit durch einen Bleimantel geschützt werden.

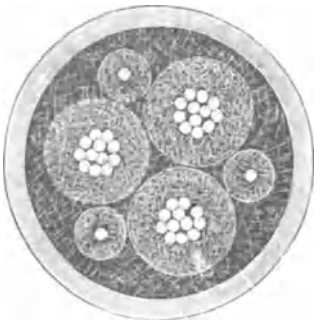


Fig. 224. Blankes Dreileiter-Bleikabel mit drei Prüfdrähten.

Erwähnt sei an dieser Stelle noch, daß die Ein- und Mehrleiterkabel auf Wunsch auch eingelegte, isolierte, dünne Kupferdrähte erhalten können, die als sog. „Prüfdrähte" z. B. als Meßleitung für Spannungsmessungen, Relaisbetätigungen u. dgl. benutzt werden (Fig. 221 und 224). Bei Spannungen über etwa 15 000 Volt verwendet man diese Prüfdrähte indessen nicht mehr. Für Betriebstelephonanlagen können die Meßdrähte in Wechselstrombetrieben ebenfalls nicht benutzt werden,

weil infolge der Einwirkungen der Selbstinduktion und Kapazität der Hauptleitungen ein sicherer und stets gefahrloser Telephonbetrieb nicht immer gewährleistet werden kann.

b) Die blanken Bleikabel. Bei dieser Kabelform (Fig. 221) wird die äußere Hülle durch einen umpreßten Bleimantel gebildet, der aus einer nahtlosen, gleichmäßig starken, wasserdichten Bleischicht besteht. Das Blei muß vollständig frei von Unreinlichkeiten sein, da Beimengungen wie Eisen, Antimon, Schwefel, Zink, Arsen, Silber und Zinn Stellen im Bleimantel ergeben, die leicht aufbrechen, und dann durch die an diesen Stellen eindringende Feuchtigkeit Betriebsstörungen infolge von Kurz- und Erdschlüssen verursacht werden können. Kabel dieser Art sind nur in besonderen Fällen z. B. als Maschinenkabel im Kraftwerke, Anschlußkabel in elektrochemischen Anlagen verwendbar einmal, weil sie bei der Verlegung sehr sorgfältig behandelt werden müssen, um jede Verletzung des Bleimantels zu vermeiden, und ferner weil der Bleimantel durch chemische und elektrolytische Vorgänge sowie durch Erdströme angegriffen wird. Auch durch das im Erdreich befindliche oder eindringende Wasser kann, wenn dasselbe Chlor oder schwefel- und stickstoffhaltige Salze enthält, der Bleimantel zerstört werden. Soll daher ein solches Kabel für Kraftübertragungszwecke als Erdkabel zur Benutzung kommen, dann muß dasselbe mit besonderen Schutzvorrichtungen umgeben werden, die dasselbe vom Erdboden vollständig sicher trennen. Als solche Schutzmittel werden namentlich in England Kästen mit abnehmbaren Deckeln oder Rohre aus Ton, Zement oder Eisen benutzt, die aber nicht besonders billig zu beschaffen und zu montieren sind. Die Länge solcher Kabelschutzkästen (Fig. 225 und 226) beträgt in der Regel kaum $^1/_2$ m. Es kommen infolgedessen bei längeren Strecken sehr viel Stoßstellen vor, die sämtlich auf das sorgfältigste abgedichtet (vergossen oder bei Eisen entsprechend zusammengepreßt) werden müssen, damit auch an diesen Stellen jedes Eindringen von Feuchtigkeit sicher verhütet wird. Kommen Kästen mit Deckel zur Verwendung, so bezieht sich das Abdichten naturgemäß auch auf die Stoßfugen zwischen Kasten und Deckel.

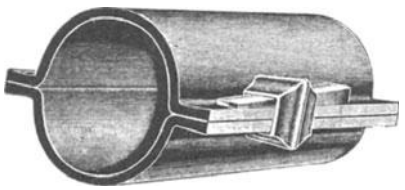


Fig. 225. Eisernes Kabelschutzrohr mit Klemmverbindung durch Bügel und Keil.

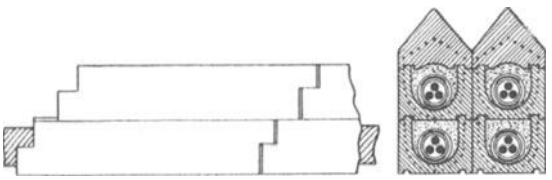


Fig. 226. Kabelschutzkästen aus Eisenbeton mit Deckel.

Diese Kabelschutzkästen haben ferner auch noch die Aufgabe, die Kabel vor Beschädigungen durch Spitzhacke, Schaufel, Steine usw.

beim Zuwerfen bzw. späteren Aufbrechen eines Kabelkanals (für Reparaturzwecke u. dgl.) zu schützen. Eiserne Schutzkästen und Rohre sind für Starkstromkabel nicht brauchbar, da bei Defekten am Kabel das Blei mit dem Eisen unter Umständen zusammenschmilzt, und die Reparaturarbeiten dadurch außerordentlich erschwert werden.

Werden geschlossene Zement- oder Tonrohre verwendet, in die erst nach vollständiger Fertigstellung der durch sie gebildeten Kabelkanäle die Kabel nachträglich eingezogen werden, wie es in Deutschland bei den Reichstelephon- und Telegraphenleitungen in großen Städten der Fall ist, dann können nur Bleikabel benutzt werden, da sich die nunmehr zu besprechenden asphaltierten Bleikabel, die über dem Bleimantel noch eine Lage Jute od. dgl. erhalten, beim Einziehen verstopfen, also nicht sicher verlegt werden können. Bei solchen Rohranlagen müssen dann Einsteigschächte eingebaut werden, die die Anlagen noch weiter verteuern. Schließlich ist bei allen derartigen Kabelschutzkästen darauf zu achten, daß etwa eingedrungenes Wasser abfließen kann, da anderenfalls beim Vorhandensein von elektrischen Erdströmen das Wasser an der Stromaustrittsstelle zersetzt, reiner Sauerstoff gebildet und der Bleimantel angegriffen wird.

c) Die asphaltierten Bleikabel (Fig. 221 bis 223). Diese Form von Bleikabeln erhält noch eine äußere Hülle, die zum Schutze des Bleimantels gegen chemische und mechanische Beschädigungen dient. Besonders um chemische Einflüsse auf den Bleimantel nach Möglichkeit fernzuhalten, umgeben z. B. die Siemens-Schuckert-Werke zunächst den Bleimantel mit einer zwischen zwei heiß aufgetragenen neutralen Kompositionsschichten lagernden, besonders für diesen Zweck geeigneten Papierschicht und alsdann mit einer asphaltierten Juteschicht.

Aber auch diese Kabel werden vorteilhaft noch in besondere Schutzkästen gebettet oder zum mindesten mit einer Schicht Ziegelsteine im Kanal abgedeckt, um mechanische Beschädigungen fernzuhalten.

Bisher war man der Ansicht, daß asphaltierte Bleikabel nicht zur Verlegung auf große Strecken im Erdboden geeignet wären, weil bei der Montage trotz ständiger Aufsicht nicht so sorgfältig verfahren werden könnte, daß Beschädigungen der Isolation sicher vermieden würden. Das trifft aber nicht zu, wie die Kabelanlage der elektrisch eingerichteten Versuchsstrecke der Dessau-Bitterfelder Bahn in einem nunmehr dreijährigen Betriebe bewiesen hat[1]). Es sind dort auf eine Länge von 4,3 km asphaltierte Einleiter-Bleikabeln von 100 mm² Leiterquerschnitt für 60 000 Volt Einphasenstrom von den Siemens-Schuckert-Werken und den Felten-Guilleaume-Werken verwendet worden. Allerdings befindet sich der Kabelkanal unmittelbar neben der Bahnstrecke, und das Ausrollen bzw. Einziehen der Kabel in den Kanal konnte in einfachster Weise vorgenommen werden. Wenn

[1]) Dr. Leon Lichtenstein: Die Hochspannungskabel der Wechselstrom-Bahnanlage Dessau-Bitterfeld. Verlegung, Betrieb und Versuche. ETZ. 1913, Heft 1, S. 3.

es sich dagegen um Überlandstrecken handelt, ist das Auslegen solcher Kabel nur mit allergrößter Vorsicht und Sorgfalt auszuführen. Darauf ist bei der Ermittelung der Montagekosten besonders zu achten.

d) Die armierten asphaltierten Bleikabel. Um die Kabel schließlich auch gegen äußere mechanische Beschädigungen wirksam zu schützen, umgibt man sie noch mit einer Armatur aus doppeltem Bandeisen, dessen Stärke sich nach dem Durchmesser des Kabels richtet (Fig. 227). Beide Eisenbänder werden in der Regel mit gleichem Drall in offenen Spiralen und derart um das Kabel gewickelt, daß die obere die offenen Zwischenräume der unteren Bandeisenspirale deckt. Auf diese Weise wird einerseits ein wirksamer Schutz erzielt, andererseits aber die erforderliche Biegsamkeit des Kabels nicht beeinträchtigt. Um die Eisenbänder vor Rost zu schützen, erhält die Bandeisenarmatur wiederum eine Bekleidung aus asphaltierter Jute.

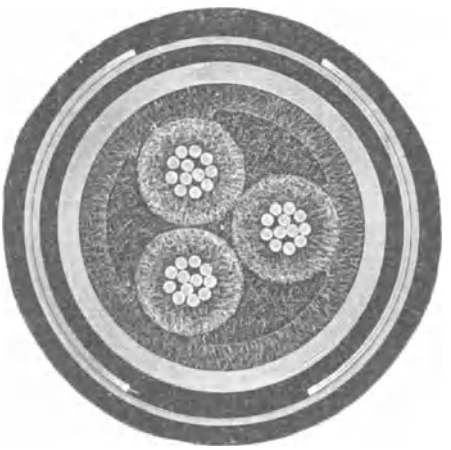


Fig. 227. Eisenbandarmiertes asphaltiertes Dreifach-Bleikabel.

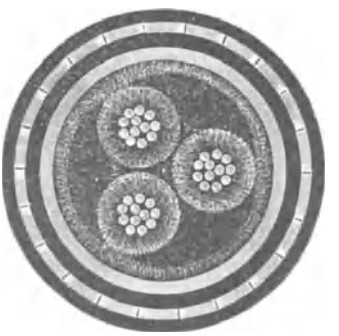


Fig. 228. Schachtkabel.

Eine Eisenarmierung müssen die Kabel ebenfalls dann erhalten, wenn sie in Grubenschächten (Schachtkabel) und zur Durchquerung von Flüssen (Flußkabel) benutzt werden sollen.

Die Konstruktion der Schachtkabel (Fig. 228) unterscheidet sich von der der bisher beschriebenen Kabel nur dadurch, daß an Stelle der Bandeisenarmatur eine solche aus verzinktem Rund- oder Fassoneisendrähten tritt, um die während der Verlegung auftretende starke Beanspruchung auf Zug ohne Schaden für das Kabel aufnehmen zu können. Eine nach Fig. 227 gewickelte Bandeisenarmatur darf unter keinen Umständen auf Zug beansprucht werden, da die Bandeisenspiralen sich verziehen und die Isolation des Kabels gefährden würden. Über der Rund- oder Fassondrahtarmatur wird wiederum ein asphaltierter Juteüberzug angebracht, um die Armatur möglichst vor Rost zu bewahren. Bei Grubenkabeln, die in Gruben mit säurehaltigen oder sonst die Armatur gefährdenden Wassern verlegt werden sollen, wird wiederum

zwischen Armatur und asphaltierter Jute eine zwischen zwei neutralen Kompositionsschichten lagernde, besonders für diesen Zweck geeignete Papierschicht angebracht.

Hinsichtlich der Flußkabel unterscheidet man im allgemeinen zwischen zwei Ausführungsarten und zwar einer leichten und einer besonders schweren. Die Konstruktion der leichten Flußkabel (Fig. 229) ist bis auf die Armatur dieselbe wie die der Schachtkabel. Sie erhalten aber als Schutz gegen etwa durch schleppende Anker verursachte Zugbeanspruchungen eine entsprechend stärkere Armatur aus verzinkten

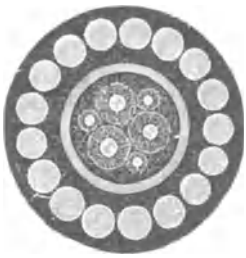


Fig. 229. Leichtes Dreifach-Flußkabel mit drei Prüfdrähten.

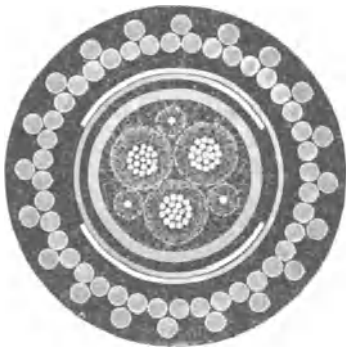


Fig. 230. Schweres eisenbandarmiertes Dreifach-Fluß- und Seekabel mit drei Prüfdrähten.

Rund- oder Fassoneisendrähten. Diese Kabel müssen stets eingebaggert werden.

Die schweren Flußkabel (Fig. 230) haben außer der Bandeisenarmatur noch eine zweite Armatur aus verzinkten starken Rund- oder Fassoneisendrähten. Diese doppelte Armatur soll einen möglichst wirksamen Schutz gegen mechanische Beschädigungen bieten, die obere Drahtarmatur außerdem noch Sicherheit gegen Zugbeanspruchung. Bei denjenigen Flußkabeln, die infolge Hochwassers, Strömung usw. auch Zug aushalten müssen, ist daher die Drahtarmatur an den Ufern sicher zu verankern. Derartige schwere Flußkabel sind also besonders vorteilhaft zu wählen, wenn Schiffsverkehr vorhanden ist und Beschädigungen durch Stoßhaken, Schleppanker usw. zu befürchten sind. Es empfiehlt sich aber der Sicherheit halber, auch diese Kabel einzubaggern.

Die eisenarmierten Kabel sind in Gleichstromanlagen als Einleiterkabel benutzbar, in Wechselstromanlagen dagegen nur dann, wenn sie alle Phasen des Systems gleichzeitig umfassen, also bei Einphasenstrom zweifach, bei Drehstrom dreifach verseilt sind, denn bei Einleiterkabeln mit Eisenarmatur würde infolge von Wirbelströmen in der Armatur bei Wechselstrom eine so hohe Erwärmung eintreten, daß die Isolation gefährdet, ein Betrieb unter Umständen ganz unmöglich werden würde. Auch sei schon hier darauf

aufmerksam gemacht, daß, wie auf S. 267 noch ausführlicher angegeben werden wird, eisenarmierte Mehrleiterkabel für sehr hohe Spannungen über 40000 Volt und selbst bei Frequenzen bis herunter zu etwa 15 Perioden nicht mehr benutzbar sind, weil in der Eisenarmatur infolge von Hysterese und Wirbelströmen ständige Verluste entstehen (dielektrische Verluste), die die Wirtschaftlichkeit des Betriebes zu ungünstig beeinflussen.

e) Die Querschnittsform der Leiter. Bei verseilten Kabeln werden die Leiter entweder in Segment-, Sektor- oder runder Form ausgeführt.

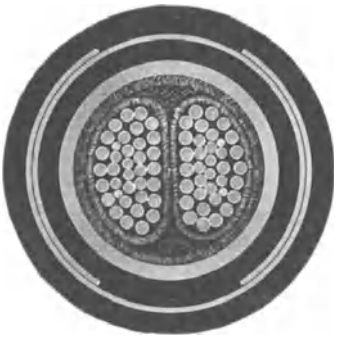


Fig. 231. Segmentkabel.

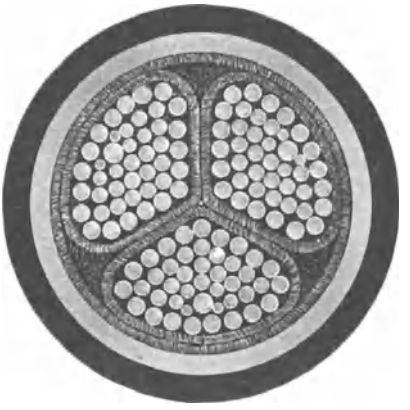


Fig. 232. Sektorkabel.

Die Segmentform kommt bei Zweileiter, die Sektorform bei Dreileiterkabeln zur Anwendung, während die runde Form allgemein benutzbar ist.

Der segment- und sektorförmige Querschnitt gestattet durch die eigenartige Form und Anordnung der Leiter (Fig. 231 und 232) eine bessere Raumausnützung, so daß bei gleicher Isolationsstärke wie bei Kabeln mit rundem Leiterquerschnitte diese Kabelausführung einen geringeren äußeren Durchmesser und leichteres Gewicht aufweist. Es kann infolgedessen an Transport- und Verlegungskosten gespart werden und das um so mehr, je größer das Verhältnis des Kupfergewichtes zum Gewichte der Isoliermassen, also je kleiner die Betriebsspannung ist. Zum Teil wird dieser Vorteil aber auch schon bei geringeren Spannungen dadurch ausgeglichen, daß erstlich der Herstellungspreis bei Querschnitten bis etwa 75 mm^2 etwas höher ist als der für runde Leiterquerschnitte und zweitens die Biegsamkeit geringer ausfällt. Besonders der letztere Umstand ist für die Montage wohl zu beachten. In Tab. XXI sind vergleichsweise die ungefähren Kosten für sektorförmigen und runden Querschnitt der Leiter zusammengestellt.

Ein weiterer Nachteil dieser Leiterformen liegt darin, daß die Kapazität größer ist als bei rundem Leiterquerschnitt. Auch die elektrische Beanspruchung des Isoliermaterials ist unter gleichen Voraussetzungen ganz wesentlich höher als bei den Kabeln mit rundem

Tabelle XXI.

Betriebsspannung Volt	Querschnitt mm²	Armierte asphaltierte Bleikabel: Runde Leiterform M.	Armierte asphaltierte Bleikabel: Sektorform M.
700÷1000	3 × 25	100	103
700÷1000	3 × 35	100	99
3000	3 × 25	100	116
3000	3 × 35	100	108
6000	3 × 25	100	148
6000	3 × 35	100	130

Querschnitt. Nach den in Fig. 233 und 234 abgebildeten Kraftlinienfeldern ist bei höheren Spannungen infolge der eckigen Form mit Spitzenentladungen (eventuell sogar Glimmentladungen) zu rechnen,

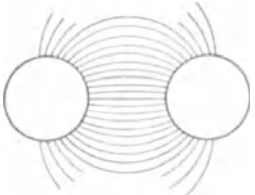


Fig. 233. Isolationsbeanspruchung bei runden Leiterquerschnitten.

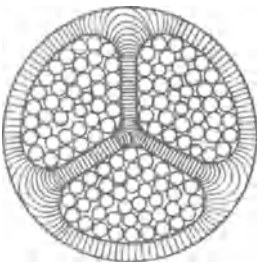


Fig. 234. Isolationsbeanspruchung bei Sektorkabel.

die bekanntlich um so kräftiger auftreten, je kleineren Krümmungsradius die Leiteroberfläche besitzt. Zu den runden Leiterquerschnitten ist nichts Besonderes mehr zu erwähnen.

f) Die Berechnung des Leiterquerschnittes für eine bestimmte zu übertragende Leistung ist bereits auf S. 89 angegeben worden. Sie unterscheidet sich nicht gegenüber derjenigen für Freileitungen. Nur soll auch hier nochmals darauf hingewiesen werden, daß die Querschnittsbelastung (Stromdichte) nicht zu hoch gewählt werden darf, da die im Erdboden verlegten Kabel hinsichtlich der Abkühlung naturgemäß unter anderen Verhältnissen arbeiten als die Freileitungen, und bei zu hoher Leitererwärmung die Isolation frühzeitiger zerstört wird. Der V. D. E. hat Belastungstabellen für Ein- und Mehrleiterkabel aufgestellt, die diesen Umstand berücksichtigen. Auf die anderen bei Kabelleitungen anzustellenden rechnerischen Untersuchungen wird auf S. 89 ausführlicher eingegangen.

15. Hochspannungskabel für große Kraftübertragungsanlagen.

Kabel an Stelle von Freileitungen sind für ausgedehnte Hochspannungs-Kraftübertragungsanlagen, also abgesehen von Stadtnetzen, mit verschwindend geringen Ausnahmen in größerem Umfange bisher

nicht verwendet worden. Das hat seinen Grund zunächst darin, daß man bis vor etwa vier Jahren überhaupt nicht in der Lage war, dauerhafte und betriebssichere Kabel für Spannungen über 30 000 Volt sowohl als Ein- wie auch als Mehrleiterkabel herzustellen. Diese Schwierigkeiten sind inzwischen bis zu einem gewissen Grade überwunden worden, denn es sind heute Einleiterkabel für 60 000 Volt bereits im Betriebe. Ob über diese Spannung aber noch wesentlich hinausgegangen werden kann, erscheint zurzeit sehr fraglich und das in der Hauptsache deswegen, weil die Betriebsverhältnisse elektrischer und wirtschaftlicher Natur, wie im folgenden an einem Beispiele gezeigt werden wird, eine Grenze ziehen, die zu überschreiten die heutigen Betriebsmittel nicht zulassen. Die Herstellung der Kabelisolation an sich wäre kein Grund für die Spannungsgrenze. Auf wesentlich größere Schwierigkeiten stößt man aber bei der Anfertigung der Kabelverbindungsmuffen und ganz besonders der Kabelendverschlüsse bei sehr hohen Spannungen, weil an solchen Stellen die fabrikationsmäßig hergestellte Isolierung der Kabelseelen infolge der Montagearbeiten unterbrochen werden muß und ihre erneute Herstellung von Hand nicht den Grad von Zuverlässigkeit erreichen kann, den die Maschinenarbeit gewährleistet. Auf diesen Punkt wird auf S. 264 nochmals eingegangen werden.

Die Prüfung der Frage nun, ob für eine bestimmte Hochspannungs-Kraftübertragungsanlage Kabel oder Freileitung vorteilhafter ist (siehe auch S. 108), hat sich auf folgende Gesichtspunkte zu erstrecken, die zunächst in allgemeinerer Form und dann spezieller an Hand des bereits erwähnten Beispieles besprochen werden sollen. Es sind das:

a) die Anlagekosten;
b) die jährlichen Kosten für Reparatur, Aufsicht und Instandhaltung;
c) die Betriebssicherheit;
d) der Wirkungsgrad der Leitungsanlage.

a) Die Anlagekosten. Kabelanlagen können, namentlich wenn es sich um höhere Spannungen, große Entfernungen und schwieriges Gelände handelt, selbst mit den sorgfältigst gebauten Freileitungen hinsichtlich der Erstellungskosten nicht in Wettbewerb treten. Das liegt erstlich an dem hohen Preise der Kabel selbst und ferner an den außerordentlich hohen Kosten für die Herstellung der Kabelgräben, für den Transport und die Verlegung der Kabel, also für die Montage. Selbst unter der Voraussetzung ganz geringer Stromerzeugungskosten wäre ein wirtschaftlicher Betrieb unter voller Berücksichtigung der Verzinsungs- und Abschreibungsquoten nicht zu erreichen. Es muß daher von vornherein ein Vergleich der Anlagekosten zwischen Kabel und Freileitung ausscheiden, da es sich sonst der Mühe überhaupt nicht lohnt, das Projekt für eine größere Hochspannungs-Kraftübertragung nach dieser Richtung durchzuarbeiten. Maßgebend allein für die Ausführung einer Kabelanlage können nur die unter b) bis d) genannten Gesichtspunkte sein.

Einen Vergleich der Anlagekosten vielleicht doch dadurch ermöglichen zu wollen, daß man die Zahl der Reserveleitungen in Rücksicht zieht und zwar insofern, als man bei einer Kabelanlage mit Einfachkabeln (die für Hochspannung über 50 000 Volt auch bei Drehstrom wohl ausschließlich verlegt werden müßten) nur ein solches zur Reserve benutzt, bietet ebenfalls kaum Aussicht auf Erfolg, denn es hindert nichts, diese Ausführung nur einer Reserveleitung auch bei Freileitung zu wählen. Wenn Eisenmasten oder Stahltürme beim Bau letzterer verwendet werden, ist ein Mastbruch kaum zu fürchten und dann die Stromunterbrechung durch einen Leitungs- oder Isolatorbruch in der Mehrzahl der Fälle wohl in ebenso kurzer Zeit zu beheben wie eine Störung bei einer Kabelanlage.

b) Die jährlichen Kosten für Reparatur, Aufsicht und Instandhaltung können im allgemeinen bei Kabel wohl geringer veranschlagt werden als bei Freileitung, sobald es sich um verhältnismäßig günstiges Gelände handelt. Wohl zu berücksichtigen ist hierbei aber, daß bei der Herstellung der Kabelverbindungsmuffen und -endverschlüsse die allergrößte Sorgfalt angewendet werden muß, zumal die Fabrikationslängen der Kabel selten über 500 bis höchstens 1000 m gehen, also bei Drehstromanlagen und z. B. 750 m Kabellänge unter Verwendung von Einfachkabeln bei 30 km Leitungslänge 120 Verbindungsmuffen eingebaut werden müssen. Hier einen Vergleich mit den Freileitungsisolatoren anstellen zu wollen, ist insofern nicht gut am Platze, weil Beschädigungen an Isolatoren jedenfalls schneller auffindbar und zu beseitigen sind, als Muffen- oder Kabeldefekte. Zahlenmäßige Angaben hierüber zu machen, ist zurzeit nicht möglich, da wie gesagt Kabelanlagen mit Spannungen von 40 000 Volt aufwärts, die hier zur Betrachtung stehen, noch nicht längere Zeit im Betriebe sind und genügende Erfahrungen infolgedessen nicht vorliegen.

Besondere Hilfsmittel wie z. B. die Bezeichnung der Muffenlage durch Steine längs der Kabeltrace ähnlich wie die Kilometersteine und die Verlegung der Verbindungs- bzw. Abzweigmuffen außerhalb des Erdbodens in kleine Häuschen können natürlich von großem Nutzen sein. Die letztere Maßnahme namentlich bietet große Vorteile, z. B. wenn im Winter bei gefrorenem Boden Untersuchungen an den Muffen vorgenommen werden müssen.

c) Die Betriebssicherheit. Dieser Punkt zusammen mit dem Wirkungsgrade der Leitungsanlage ist in der Hauptsache auf die Wahl der Ausführungsform bestimmend. Nur dort, wo unbedingte, von allen äußeren Einflüssen unabhängige Betriebssicherheit gewährleistet werden muß, sind Kabelanlagen das Gegebene. Derartige Verhältnisse liegen eigentlich nur in zwei Fällen vor und zwar erstens, wenn ein großes, dicht besetztes Industriegebiet durch die Ausnutzung in der Nähe befindlicher, leicht faßbarer Wasserkräfte billige Stromlieferung ermöglichen kann, und zweitens bei der Elektrisierung von Staatseisenbahnen. Sturm, Gewitter und leichtfertige Beschädigung der Leitungsanlagen durch Menschenhand haben auf die Betriebssicherheit bei Kabel keinen Ein-

fluß. Ob dagegen Kabel besonders bei hohen Spannungen elektrisch auf Jahre hinaus völlig betriebssicher sind, kann heute auch nur einigermaßen sicher nicht beantwortet werden.

d) Vergleichsrechnung für eine Freileitungs- und Kabelanlage und weitere Angaben allgemeiner Natur. Nach diesen Betrachtungen allgemeiner Natur über die Verwendung von Kabeln für Hochspannungs-Kraftübertragungsanlagen soll nunmehr an einem Beispiele gezeigt werden, wie sich die elektrischen Verhältnisse vergleichsweise bei Freileitung und Kabel gestalten, und wie insbesondere der Wirkungsgrad der Leitungsanlage ausfällt. Der Vollständigkeit wegen wurden der Berechnung einmal ein Dreifach- und das zweitemal drei Einfachkabel sowie ferner für alle drei Leitungsformen zwei Frequenzen ($c = 50$ und $c = 15$) zugrunde gelegt.

Zu den am Kopf der Tab. XXII, zusammengestellten Daten 1—10 ist nichts zu bemerken. Es sind das die Zahlen, die aus der Anlage an sich gegeben sind.

Leitungsausführung (Pos. 11). Bei der Freileitung soll Hartkupferseil mit Hanfseele verwendet werden, einmal um bessere Abkühlungsfläche zu erhalten und zweitens, um die Strahlungsverluste, die nach S. 76 mit wachsendem Leiterdurchmesser abnehmen, möglichst zu vermeiden, falls solche bei der Spannung von 50 000 Volt überhaupt auftreten sollten.

Die Kabel sind in der Ausführung als blanke Bleikabel vorausgesetzt. Ihre Verlegung kann nach S. 252 nur in besonderen Kabelschutzkästen erfolgen. Die charakteristischen Daten (Kapazität, dielektrische Verluste usw.) sind der Arbeit von Hochstädter[1]) entnommen.

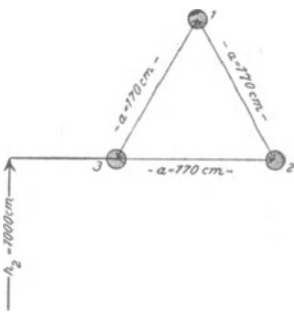
Leitungsverlegung und besondere Daten der Kabel (Pos. 12). Für die Freileitung ist die als günstigste Anordnung bezeichnete Dreiecksanordnung zugrunde gelegt. Von der Benutzung eines Blitzschutzseiles ist Abstand genommen worden, um das Beispiel nicht zu unübersichtlich zu gestalten.

Das Dreifach- und die drei Einfachkabel sind selbstverständlich elektrisch ziemlich gleichwertig gestaltet worden. Bei ihrer allgemeinen Beurteilung ist zu beachten, daß das Dreifachkabel größere Sicherheit gegen Erde, die drei Einfachkabel dagegen zwischen den Leitern besitzen. Das Isolationsmaterial wird bei letzteren schlechter ausgenutzt als bei dem Dreifachkabel, und der Preis der drei Einfachkabel ist zusammen mit den Verlegungskosten höher als derjenige bei dem Dreifachkabel. Dagegen besteht beim Dreifachkabel die Schwierigkeit der Herstellung der Verbindungs-, Abzweig- und Endmuffen und die Notwendigkeit, ein Dreifachkabel als Reserve anordnen zu müssen. Diese beiden letzten Umstände zusammen mit den günstigeren Werten für Kapazität und dielektrische Verluste (siehe weiter unten) werden

[1]) M. Höchstädter: Die dielektrischen Eigenschaften moderner Hochspannungskabel mit Rücksicht auf die Verwendung von Kabeln für Spannungen über 20000 Volt. ETZ. 1910.

Tabelle XXII.

1. Stromart: Drehstrom ohne Nulleiter.
2. Wirkliche Leistung am Ende der Linie $L_e = 15\,000$ KW.
3. Leistungsfaktor „ „ „ „ $\cos\varphi_e = 0{,}8$.
4. Scheinbare Leistung „ „ „ „ $= 18\,750$ KVA.
5. Verkettete Spannung „ „ „ „ $E_e = 50\,000$ Volt.
6. Phasenspannung „ „ „ „ $E_{p,e} = 28\,900$ Volt.

Laufende Nr.	Bezeichnung bzw. Formel für die Berechnung	Freileitung	
	a	b	c
	Frequenz (Periodenzahl i. d. Sek.)	$c = 50$	$c = 15$
11	Leitungsausführung	Hartkupferseil, bestehend 19 Einzeldrähten von 2,59 Durchmesser, um eine H seele verdrillt.	
12	Leitungsverlegung und besondere Daten der Kabel (je für beide Frequenzen gleich)	 Gegenseitiger Leiterabstand: $a = 17$ Abstand des untersten Le vom Erdboden: $h_2 = 100$ Leiteranordnung am Mast: Gleichseitiges Dreieck	
13	Wirklicher Leiterdurchmesser d cm	1,42	1,42
14	Leiterradius r cm	0,71	0,71
15	Kapazität $C = \frac{0{,}0483}{2\log\frac{2h_2 \cdot a}{r\cdot\sqrt{D_2^2 + a^2}}} \cong \frac{0{,}0483}{2\log\frac{a}{r}}$ Mf/km	0,0102	0,0102
16	Kapazitätsstrom am Ende der Linie $J_{C,e} = 2\cdot\pi\cdot c\cdot\frac{C}{2}\cdot l\cdot E_{p,e}\,10^{-6}$ Amp.	2,31	0,695
17	Isolationswiderstand ϱ_3 pro km	1 Megohm	1 Megoh
18	Ableitungsstrom am Ende der Linie $J_{Abl,e} = \frac{1}{\varrho_3}\cdot l\cdot\frac{E_{p,e}}{2}\cdot 10^{-6}$ Amp.	0,72	0,72

7. Phasenstrom am Ende der Linie $J_e = \frac{L_e \cdot 1000}{1{,}73 \cdot E_e \cdot \cos\varphi_e} = 217$ Amp.
8. Leiterquerschnitt pro Phase . . $q = 100$ mm².
9. Leitermaterial . . . . . Kupfer.
10. Übertragungsentfernung . . . . $l = 50$ km.

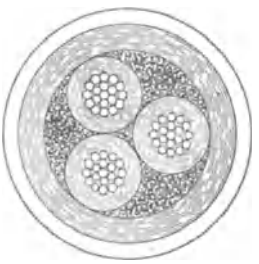
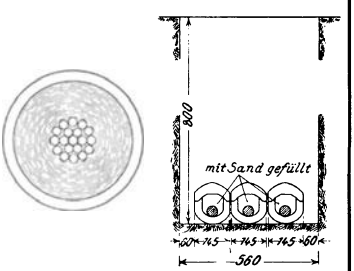
	Kabel			
	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel
c	d	e	f	g
= 15	$c = 50$		$c = 15$	
hend aus 2,59 mm ne Hanf-.	Blankes Bleikabel, Type *K B*, verseilt, runder Leiterquerschn., bestehend aus je 19 Einzeldrähten, von 2,59 mm Durchmesser; Papierisolation; Füllstoff Jute.	Blankes Bleikabel, Type *K B*, bestehend aus 19 Einzeldrähten von 2,59 mm Durchmesser; Papierisolation.	wie unter d	wie unter e
	Dreifachkabel 		Einfachkabel 	
= 170 cm n Leiters = 1000 cm last: k	Gewicht der Isolation pro m Kabel: 3,570 kg Wirksame Isolation Leiter gegen Leiter: ungefähr 12 mm Leiter gegen Blei: ungefähr 9 bis 10 mm		$3 \times 1{,}325 = 3{,}975$ kg $2 \times 7{,}1 = 14{,}2$ mm 7,1 mm für 0,56 fache Spannung = 12,7 mm für die volle Spannung	
1,42	1,3	1,3	1,3	1,3
0,71	0,65	0,65	0,65	0,65
,0102	0,200 (gemessen)	0,162 (gemessen)	0,200 (gemessen)	0,162 (gemessen)
,695	45,5	36,8	13,6	11,0
legohm	2000 Megohm	2000 Megohm	2000 Megohm	2000 Megohm
0,72	0,0000362 (wird in den folgenden Berechnungen nicht berücksichtigt)			

Tabelle XXII (Fortsetzung).

Laufende Nr.	Bezeichnung bzw. Formel für die Berechnung	Freileitung	
	a	b	c
	Frequenz (Periodenzahl i. d. Sek.)	$c = 50$	$c =$
19	Koronaverluststrom $J_{\text{Kor}, e}$	—	—
20	Dielektrischer Verlust pro Phase $V_D \cdot l$ (gemessen) KW (siehe auch Fig. 239)	—	—
21	Verluststrom infolge des dielektrischen Verlustes am Ende der Linie $J_{D, e} = \frac{V_D \cdot l}{3 \cdot 2 \cdot E_{p, e}}$ Amp.	—	—
22	Linienstrom $J_l = \sqrt{(J_e \cdot \cos\varphi_e + J_{\text{Abl}, e})^2 + (J_e \cdot \sin\varphi_e - J_{C, e})^2}$ Amp.	216	217
23	Leistungsfaktor $\cos\varphi_l = \frac{J_e \cdot \cos\varphi_e + J_{\text{Abl}, e}}{J_l}$	0,805	0,80
24	Ohmscher Spannungsverlust bei $+15^\circ$ C $J_l \cdot w_l = J_l \cdot \frac{l}{57 \cdot q}$ Volt	1900	190
25	Induktiver Spannungsverlust $J_l \cdot x_l = J_l \cdot l \cdot 2 \cdot \pi \cdot c \cdot \left(4{,}6 \log \frac{a}{r} + 0{,}5\right) 10^{-4}$ Volt	3900	117
26	Gesamt-Spannungsabfall $\varepsilon = J_l \sqrt{w_l^2 + x_l^2} = J_l \cdot z_l$ Volt	4340	224
27	Phasenspannung am Anfang der Linie $E_{p, a} = \sqrt{(E_{p, e} \cdot \cos\varphi_l + J_l \cdot w_l)^2 + (E_{p, e} \cdot \sin\varphi_l + J_l \cdot x_l)^2}$ Volt	32 850	31 1
28	Verkettete Spannung am Anfang der Linie $E_a = \sqrt{3} \cdot E_{p, a}$ Volt	56 800	53 8
29	Kapazitätsstrom am Anfang der Linie $J_{C, a} = 2\pi \cdot c \cdot \frac{C}{2} \cdot l \cdot E_{p, a} \cdot 10^{-6}$ Amp.	2,62	0,74
30	Ableitungsstrom am Anfang der Linie $J_{\text{Abl}, a} = \frac{1}{\varrho_3} \cdot l \cdot \frac{E_{p, a}}{2} 10^{-6}$ Amp.	0,82	0,77
31	Koronaverluststrom	—	—
32	Verluststrom infolge des dielektrischen Verlustes am Anfang der Linie $J_{D, a} = J_{D, e} \cdot \frac{E_{p, a}}{E_{p, e}}$ Amp.	—	—
33	Leistungsfaktor $\cos\varphi_{l'} = \frac{E_{p, e} \cdot \cos\varphi_l + J_l \cdot w_l}{E_{p, a}}$	0,775	0,81
34	Strom am Anfang der Linie $J_a = \sqrt{(J_l \cdot \cos\varphi_{l'} + J_{\text{Abl}, a})^2 + (J_l \cdot \sin\varphi_{l'} - J_{C, a})^2}$ Amp.	215,5	217,
35	Leistungsfaktor am Anfang der Linie $\cos\varphi_a = \frac{J_l \cdot \cos\varphi_{l'} + J_{\text{Abl}, a}}{J_a}$	0,78	0,81

	Kabel			
	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel
c	d	e	f	g
$c = 15$	$c = 50$		$c = 15$	
—	—	—	—	—
—	225	100	68	30
—	1,3	0,578	0,393	0,173
217	194	197,6	210	211
0,805	0,90	0,885	0,83	0,823
1909	1700	1730	1840	1849
1170	970	2060	317	668
2240	1955	2690	1860	1965
31 100	30 900	31 400	30 600	30 800
53 800	53 500	54 300	53 000	53 400
0,749	48,7	40,0	14,4	11,7
0,774	—	—	—	—
—	—	—	—	—
—	1,39	0,625	0,415	0,184
0,81	0,895	0,872	0,845	0,83
217,2	179	181	192,5	194
0,813	0,98	0,95	0,872	0,86

bei Anlagen der hier betrachteten Art den Ausschlag wohl stets zugunsten der drei Einleiterkabel geben.

Hinsichtlich der Isolationsstärke der Kabel sollen hier noch einige Bemerkungen eingeflochten werden, die auch für den projektierenden Ingenieur von besonderer Wichtigkeit sind. Dazu ist es notwendig, etwas auf die Theorie der Kabel einzugehen.

Von O'Gorman und R. Apt[1]) ist nachgewiesen worden, daß bei gleicher Betriebssicherheit mit zunehmendem Leiterdurchmesser also mit wachsendem Querschnitte die Dicke der Isolationsschicht abnehmen muß, und zwar auf Grund folgender Überlegungen:

Nach S. 73 war der Spannungsgradient für einen Leiter in Luft:

$$e = \frac{E_p}{2{,}3 \cdot r \cdot \log \frac{a}{r}} .$$

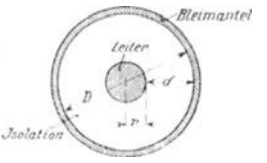


Fig. 235.

Diese Gleichung ist auch für Einleiterkabel ohne weiteres anwendbar, um die elektrische Beanspruchung des Isolationsmaterials zu ermitteln. Bezeichnet (Fig. 235):

E_p die Spannung gegen Erde in Volt,
r den Halbmesser des Leiters,
δ die Stärke des Dielektrikums, also
$r + \delta$ den inneren Radius des Bleimantels } in mm,

so ist der Spannungsgradient am Leiterumfange:

$$e = \frac{E_p}{2{,}3 \cdot r \cdot \log \frac{r + \delta}{r}} \text{ Volt}_{\text{eff/min.}} , \qquad (175)$$

und e also ein Maß für die im Abstande r vom Mittelpunkte des Leiters vorhandene spezifische Beanspruchung des Dielektrikums. Schreibt man Gl. (175) in der Form:

$$\log(r + \delta) = \frac{E_p}{2{,}3 \cdot r \cdot e} + \log r ,$$

so kann man aus derselben die spezifische Beanspruchung nach den bei den Offerten zumeist angegebenen Werten ermitteln und für verschiedene Kabel vergleichen. Ist ferner die Durchschlagsfestigkeit des Isoliermaterials (spezifische Durchschlagsspannung e_d) bekannt, so gibt das Verhältnis $\frac{e_d}{e} = \varepsilon$ den Sicherheitsfaktor des Kabels an.

Aus Gl. (175) folgt, daß der Spannungsgradient von dem Leiterdurchmesser abhängt. Ein charakteristisches Beispiel hierfür ist das schon mehrfach erwähnte Speisekabel der Dessau-Bitterfelder Bahn, das in Fig. 236 im Querschnitt abgebildet ist. Der Leiter besteht

[1]) ETZ. 1901, S. 485 und R. Apt: Hochspannungskabel und Hochspannungskraftübertragung. ETZ. 1908, Heft 8 und 9.

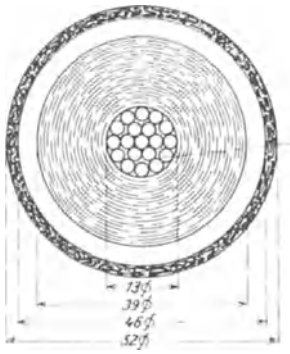


Fig. 236. Kabel der Dessau-Bitterfelder Anlage für 60 000 Volt.

aus 19 Aluminiumdrähten von je 2,6 mm Durchmesser ($q = 100$ mm²); zur Isolation ist ölgetränktes Papier besonderer Beschaffenheit verwendet worden. Mit den in Fig. 236 eingetragenen Werten ergibt sich der Spannungsgradient zu:

$$e = \frac{30\,000}{2{,}3 \cdot 6{,}5 \log \frac{6{,}5 + 13}{6{,}5}} \cong 4200 \text{ Volt}_{\text{eff/min.}}$$

Hätte man ein Kupferseil gewählt, dessen Durchmesser unter der Voraussetzung gleicher Leitfähigkeit und mit Berücksichtigung der Vergrößerung infolge des Füllfaktors nur 9,5 mm betragen würde, so wäre bei gleicher Isolationsstärke von $\delta = 13$ mm der Spannungsgradient:

$$e = \frac{30\,000}{2{,}3 \cdot 4{,}75 \log \frac{4{,}75 + 13}{4{,}75}} \cong 4790 \text{ Volt}_{\text{eff/min.}},$$

also um rund 14% größer. Natürlich kann man auf verschiedene Weise die kleinere elektrische Beanspruchung des Isolationsmaterials erhalten und zwar entweder durch Verstärkung der Isolationsschicht oder durch Herstellung des Kupferseiles mit einer entsprechend starken Hanfseele. Im ersteren Falle würde aber das Kabel nicht nur teuerer, sondern auch im Gesamtaußendurchmesser größer werden, was folgende kleine Rechnung zeigt:

$$e_1 = \frac{30\,000}{2{,}3 \cdot 4{,}75 \log \frac{4{,}75 + \delta_1}{4{,}75}} = 4200\,,$$

$$\delta_1 = 16{,}7 \text{ mm}$$

bzw. bei der gleichen Stärke des Bleimantels und der über diesem befindlichen Jutebekleidung der äußere Kabeldurchmesser $\cong$ 56 mm.

Der zweite Fall würde fabrikationstechnisch wohl keine Schwierigkeiten bieten, aber immerhin die Unsicherheit in sich schließen, daß das Kabel mit der Zeit an innerer Festigkeit verlieren könnte, was bei so hohen Spannungen nicht gerade erwünscht ist.

Aus diesem Beispiel ist demnach unschwer zu erkennen, daß infolge der günstigeren Spannungsverteilung bei hohen Spannungen die Isolationsstärken mit zunehmendem Leiterdurchmesser abnehmen. Es liegt also im Interesse der Betriebssicherheit einerseits und der Kosten für die Kabelherstellung, den Transport und die Verlegung andererseits, bei höheren Spannungen den Leiterdurchmesser groß zu wählen. Der projektierende Ingenieur wird sich also zunächst über diese Verhältnisse Klarheit zu verschaffen haben, ehe er an die eigentliche Quer-

schnittsberechnung mit Rücksicht auf den Spannungs- oder Leistungsverlust herantritt. Humann[1]) hat für $e = 2000$ und die Betriebsspannungen $E = 10\,000$, 20 000 und 40 000 Volt die Größen für δ und den äußeren Kabeldurchmesser D unter dem Bleimantel für verschiedene Leiterradien r berechnet, die in der Tab. XXIII und den Kurven Fig. 237 und 238 zusammengestellt sind.

Tabelle XXIII.

Leiterradius r in mm	Isolationsdicke δ in mm			Kabeldurchmesser D in mm		
	$\varepsilon = 5$	$\varepsilon = 10$	$\varepsilon = 20$	$\varepsilon = 5$	$\varepsilon = 10$	$\varepsilon = 20$
1	148	$22{,}4 \cdot 10^3$	$500 \cdot 10^6$	298	$44{,}8 \cdot 10^3$	$1000 \cdot 10^6$
3	12,9	81,5	$2{,}38 \cdot 10^3$	31,8	169	$4{,}766 \cdot 10^3$
5	8,6	32,1	270	**27,2**	74,2	550
7	7,3	22,3	116	**28,6**	58,6	246
9	6,7	18,3	74,2	31,4	**54,6**	166,4
11	6,3	16,3	56,8	34,6	**54,6**	135,6
13	6,1	15,1	47,6	38,2	56,2	121,2
15	5,9	14,3	42,0	41,9	58,6	**114,0**
20	5,7	13,0	34,5	51,4	66,0	**109,0**
25	5,6	12,3	30,7	61,2	74,6	**111,4**
30	5,5	11,8	28,5	71,0	83,6	117,0
40	5,4	11,4	26,0	90,8	102,8	132,0

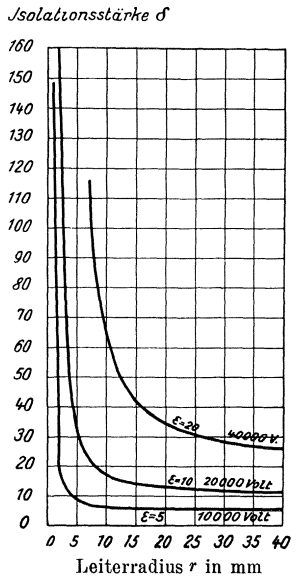


Fig. 237. Isolationsstärke in Abhängigkeit vom Leiterradius für verschiedene Werte von ε.

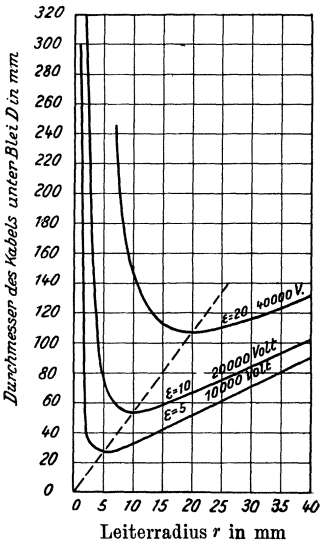


Fig. 238. Kabeldurchmesser in Abhängigkeit vom Leiterradius für verschiedene Werte von ε.

[1]) Dipl.-Ing. Dr. P. Humann: Über Hochspannungskabel. ETZ. 1910, Heft 50.

Aus Fig. 238 (Kabeldurchmesser in Abhängigkeit vom Leiterradius) erkennt man, daß für die angenommenen Werte von ε zu jedem Verhältnis von Betriebsspannung zur spez. Belastung $\varepsilon = \frac{E_p}{e}$ ein Leiterradius gehört, der einen geringsten Kabeldurchmesser ergibt. Diese charakteristischen Punkte sind in Fig. 238 durch eine punktierte Gerade gekennzeichnet, die durch den Koordinatenanfang geht und die einfache Beziehung $r = \varepsilon$ ergibt. Das heißt der Radius, der bei einem Einfachkabel für ein gegebenes ε den kleinsten Kabeldurchmesser ergibt, ist gleich dem Verhältnis ε. Ob bei diesem Leiterradius das Kabel aber auch am billigsten wird, bedarf stets besonderer Untersuchung seitens des Kabellieferanten. Da die Tab. XXIII bzw. die Kurven Fig. 237 und 238 ganz allgemein gelten, ist ihre Benutzung für Kupfer bzw. Aluminium bei gleicher Leitfähigkeit nicht schwer.

Bei Drehstromkabeln mit drei miteinander verseilten Leitern wird die Berechnung der Spannungsverteilung im Dielektrikum sehr verwickelt. Außerdem erhalten die Kabel schon bei 40 000 Volt äußere Durchmesser, die wenn auch wohl noch herstellbar, aber im Transport und in der Verlegung so große Schwierigkeiten verursachen würden, daß ihre praktische Brauchbarkeit sehr in Frage gestellt ist. Ferner kommt dazu, daß die Herstellung und sichere Isolation der Kabelverbindungs- und Endmuffen außerordentliche Schwierigkeiten machen besonders an den Stellen, an denen die abisolierten Kabelenden auseinandergebogen werden müssen, daß man jedenfalls heute noch auf die Benutzung von Dreifachkabeln verzichten muß.

Zu dem in der Tab. XXII behandelten Beispiele zurückkehrend ist darauf aufmerksam zu machen, daß nur Kupfer als Leitermaterial vorausgesetzt worden ist, um die Berechnungen und Vergleiche nicht zu umständlich zu machen. Bei der Bearbeitung derartiger Projekte muß aber, wie leicht einzusehen ist, auf alle diese Verhältnisse unbedingt Rücksicht genommen werden, um kein falsches Bild zu gewinnen und falsche Schlüsse zu ziehen.

Wirklicher Leiterdurchmesser; Leiterradius (Pos. 13 und 14). Hierzu ist nur zu bemerken, daß der Leiterdurchmesser unter Berücksichtigung des Zuschlages für die Seilausführung in allen Fällen und der Hanfseele bei dem Hartkupferseile angegeben wurde.

Kapazität, Kapazitätsstrom, Ladeleistung (Pos. 15, 16 und 29). Für die Freileitung wurde die Kapazität nach Gl. (116) berechnet, während für die Kabel die Werte von C nach praktischen Messungen zugrunde gelegt worden sind, da deren Berechnung zu ungenaue Resultate ergibt und von dem projektierenden Ingenieur zumeist nicht vorgenommen werden kann, weil die notwendigen Unterlagen fehlen.

In Tab. XXIV sind nun die Werte für Kapazität und Kapazitätsstrom zusammengezogen und weiter diejenigen für den Gesamtladestrom, die Ladeleistung und den Prozentsatz letzterer von der Generatorleistung des Kraftwerkes berechnet worden.

Zunächst ergibt sich die bekannte Erscheinung, daß die Kapazität der Kabel außerordentlich viel größer ist als die der Freileitung und zwar beim Dreifachkabel etwa 20 mal, bei den drei Einfachkabeln etwa 16 mal. Bei der Ermittelung des Kapazitätsstromes (Ladestromes) wurde nach den Erörterungen auf S. 99 vorgegangen und das Diagramm Fig. 85 benutzt. Der Gesamtladestrom ist gleich der algebraischen Summe der Ladeströme am Ende und am Anfange der Linie. Die Berechnung der Ladeleistung erfolgt nach der Gleichung:

$$\frac{\sqrt{3} \cdot (J_{C,e} + J_{C,a}) \cdot E_a}{1000} \text{ KVA.}$$

Tabelle XXIV.

Lfd. Nummer der Tab. XXII	Bezeichnung	Freileitungen		Kabel			
				Dreifachkabel	Drei Einfachkabel	Dreifachkabel	Drei Einfachkabel
		$c = 50$	$c = 15$	$c = 50$		$c = 15$	
15	Kapazität	0,0102	0,0102	0,200	0,162	0,200	0,162
16	Ladestrom am Ende der Linie	2,31	0,695	45,5	36,8	13,6	11,0
29	Ladestrom am Anfange der Linie	2,62	0,749	48,7	40,0	14,4	11,7
—	Gesamtladestrom	4,93	1,444	94,2	76,8	28,0	22,7
—	Ladeleistung in KVA	485	134	8710	7230	2570	2085
—	Prozentsatz der Generatorleistung	2,58%	0,72%	46,5%	38,5%	13,7%	11,1%

Die Höhe des Ladestromes bzw. der Ladeleistung ist abhängig von der Frequenz, und hier zeigt sich deutlich, daß bei langen Fernleitungen in jedem Falle geringe Periodenzahlen zu wählen sind. Das ist ferner auch mit Rücksicht auf die Einzelleistungen der Generatoren und die unangenehmen Spannungsänderungen notwendig. Andererseits ist mit zunehmender Kapazität eine unter Umständen recht beträchtliche Verminderung der Kupferverluste und dadurch eine Erhöhung des Wirkungsgrades der Leitungsanlage erzielbar, worauf auf S. 268 besonders eingegangen werden wird.

Bei kleiner Frequenz in der Fernleitung ergibt sich aber die Notwendigkeit, an den einzelnen Stromabnahmestellen neben den Transformatoren noch Periodenumformer aufstellen zu müssen, wodurch das Anlagekapital für die Gesamtanlage vergrößert und der Watverlust durch die Wirkungsgrade der Umformer erhöht wird. Es ist also bei der Durcharbeitung solcher Kabelprojekte auf diesen Umstand ganz besonders zu achten. Niedrige Periodenzahlen den angeschlossenen Motoren unmittelbar zuzuführen, ist in der Mehrzahl der Fälle nicht

angängig, und zwar weil die Motoren größer, schwerer und teuerer werden und deren Beschaffung nicht immer leicht ist, denn die meisten Elektrizitätsfirmen bauen Motoren normal nur für $c = 50$ bzw. $\pm 10\%$ Abweichung.

Die Ladeleistung ist stets aufzuwenden; sie wird beim Unterbrechen des Stromkreises wieder frei, was für die Auswahl der Schaltapparate (Ölschalter) von hervorragender Bedeutung ist (siehe S. 448). Sie ist keine Watt-, sondern eine wattlose Leistung, hat daher auf die Größenbestimmung der Antriebsmaschinen mit praktisch hinreichender Genauigkeit keinen Einfluß. Immerhin aber müssen die Stromerzeuger entsprechend ausgeführt sein.

Isolationswiderstand (Pos. 17). Derselbe ist für die Freileitung verhältnismäßig ungünstig eingesetzt worden und bezieht sich etwa auf ungünstigste Witterungsverhältnisse. Für gewöhnlich wird man wohl mit 2÷3 Megohm rechnen können. Dann verringert sich auch der Ableitungsstrom und infolgedessen die KW-Verluste der Linie.

Bei Kabeln muß ganz selbstverständlich die Isolation besonders vorzüglich sein und vor allen Dingen auch dauernd bleiben, worauf in erster Linie der größte Wert zu legen ist. Die Feststellung einer Fehlerstelle nach fertiger Verlegung der Leitungen verursacht große Kosten und ist unter Umständen mit langen Betriebsunterbrechungen verbunden. Sorgfältigste Montage kann hiergegen am allersichersten vorbeugen. Der Isolationswiderstand ändert sich mit der Temperatur des Leiters, und zwar wird derselbe größer mit steigender Temperatur. Das ist mit ein Grund, unterirdisch verlegte Kabel nicht zu hoch zu belasten.

Ableitungsstrom (Pos. 18 und 30). Infolge des für die Freileitung ungünstigen Isolationszustandes ist der Ableitungsstrom insgesamt für die Linie recht hoch. Durch die Benutzung größerer Isolatoren, sorgfältiger Ausästung der Strecke, und vor allen Dingen natürlich richtiger Tracierung wird man vieles verbessern können. Jede Erhöhung des Isolationszustandes hat eine unmittelbare Ersparnis an KW-Stunden und damit Verringerung der Betriebsausgaben zur Folge. Es ist aus diesem Ableitungsstrome leicht die Verlustleistung feststellbar, und diese pro Jahr kapitalisiert kann unter Umständen die Ersparnisse an Isolationsmaterial beim ersten Bau der Fernleitung wesentlich überschreiten. Es muß daher immer wieder darauf hingewiesen werden, daß bei dem Bau großer Kraftübertragungsanlagen nicht an unrichtiger Stelle gespart werden darf.

Bei den Kabeln ist der Ableitungsstrom so gering, daß er praktisch vollständig vernachlässigt werden kann.

In Tab. XXV sind die Ableitungsströme nochmals zusammengestellt. Die Teilung derselben in der Berechnung auf Ende und Anfang der Linie ist unter den gleichen Gesichtspunkten geschehen wie für den Kapazitätsstrom. Die Tab. XXV gibt ferner über den gesamten Ableitungsverlust — der ein Wattverlust ist — und seine prozentuale Größe zur Generatorleistung im Kraftwerke Aufschluß.

Tabelle XXV.

Laufende Nummer der Tab. XXII	Bezeichnung	Freileitungen	
		$c = 50$	$c = 15$
18	Ableitungsstrom am Ende der Linie	0,72	0,72
30	Ableitungsstrom am Anfange der Linie	0,82	0,774
—	Gesamter Ableitungsstrom	1,54	1,494
—	Verlustleistung in KW	15,1	13,9
	Prozentsatz der Generatorleistung	0,1%	0,09%

Die dielektrischen Verluste (Pos. 20, 21 und 32). Als Wattverluste kommen zu den Ableitungs- und Joulschen Verlusten noch die dielektrischen Verluste, die eine bedeutende Rolle spielen und für Kabelanlagen — denn nur in den Kabeln treten sie auf — keineswegs unberücksichtigt bleiben dürfen. Das zeigt besonders deutlich der Jahreswirkungsgrad, über den am Schluß dieser Betrachtungen gesprochen wird.

Unter den dielektrischen Verlusten versteht man diejenigen Verluste, die im Dielektrikum und im Bleimantel der Kabel entstehen. Sie rechnerisch zu ermitteln ist ähnlich wie bei der Kapazität dem projektierenden Ingenieur zumeist nicht möglich, einmal weil die Unterlagen dafür nicht zur Verfügung stehen und ferner, weil die errechneten Resultate zumeist wenig Anspruch auf Zuverlässigkeit machen können, denn die mathematische Behandlung ist nur sehr umständlich und ungenau möglich. Die dielektrischen Verluste müssen daher von dem Kabellieferanten angegeben werden. Sie wachsen etwa proportional der Frequenz und von einer bestimmten Spannung an aufwärts auch proportional mit dem Quadrate der Spannung[1]). In Fig. 239 sind Vergleichskurven für das Dreifachkabel und die drei Einfachkabel bei der

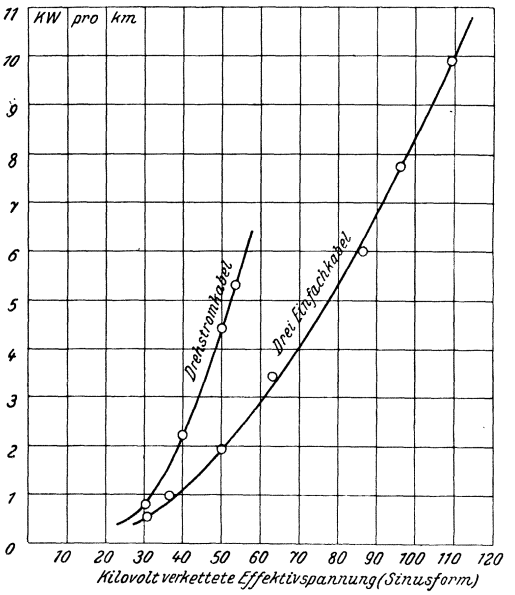


Fig. 239. Kurven der dielektrischen Verluste bei Kabeln für $c = 50$.

[1]) Dr. M. Klein: Dielektrische Messungen an Kabeln. ETZ. 1913, Heft 30 u. 31.

Frequenz $c = 50$ dargestellt. Nach diesen sind die dielektrischen Verluste bei 25 000 Volt für beide Kabelsysteme annähernd gleich. Mit wachsender Spannung verschieben sie sich aber sehr zugunsten der drei Einfachkabel und betragen bei 50 000 Volt für letztere 2 KW/km und für das Dreifachkabel 4,5 KW/km.

Ferner sei besonders darauf aufmerksam gemacht, daß diese Art der Verluste unabhängig von der Belastung und dauernd vorhanden ist, solange die Kabel unter Spannung stehen, also auch bei Leerlauf derselben.

Der Verluststrom pro Phase infolge der dielektrischen Verluste ist wiederum geteilt für das Ende und den Anfang der Linie berechnet worden.

Der Leistungsfaktor am Anfang der Linie (Pos. 35). Schließlich interessiert aus der Tab. XXII noch besonders der Leistungsfaktor am Anfange der Linie. Er ist infolge der Kapazität für die Kabelanlagen am günstigsten und für das Dreifachkabel bei $c = 50$ nahezu gleich eins. Dieses System würde demnach die vorteilhafteste Ausnutzung der Generatoren ermöglichen. Mit Ausnahme der Freileitung bei $c = 50$ ist der $\cos\varphi_a$ für alle anderen Formen der Ausführung größer als der Leistungsfaktor am Ende der Linie.

Wirtschaftliche Betrachtungen. Wie auf S. 265 bereits angedeutet, treten bei der Ausführung der Leitungsanlage mit Kabel ganz beträchtliche Ladeströme und dielektrische Verluste auf, die die Wirtschaftlichkeit des Betriebes an sich unter Umständen außerordentlich beeinträchtigen können. Insbesondere sind es die Ladeströme, die hierzu Veranlassung geben, denn der durch sie verursachte Kupferverlust ist, wie im folgenden gezeigt werden wird, dadurch, daß er auch bei Leerlauf des Kabels also bei der Belastung Null vorhanden ist, durch die Generatoren zu decken. Handelt es sich a so um Anlagen, die am Tage nur schwach belastet arbeiten, so kann der Ladestrom Veranlassung dazu sein, größere Maschinensätze im Betriebe zu halten als durch die nutzbar abgegebene Leistung an sich bedingt sein würde. Schon hier sei kurz erwähnt, daß es Mittel gibt, die Ladeströme zu kompensieren und dadurch den Betrieb wirtschaftlicher zu gestalten. Bevor jedoch näher auf diese Einrichtungen eingegangen wird, soll das Beispiel in Tab. XXII auf seine Wirtschaftlichkeit — allerdings ohne auf die Anlage- und Unterhaltungskosten Rücksicht zu nehmen — untersucht werden.

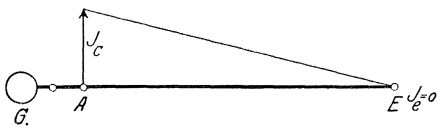


Fig. 240.

Bei Leerlauf sind folgende Verluste vorhanden:

bei Freileitung: die Ableitungs- und bei höheren Spannungen die Koronaverluste; die Kupferverluste hervorgerufen durch den Ladestrom können wohl stets unberücksichtigt bleiben;

bei Kabel: Die Kupferverluste infolge des Ladestromes und die dielektrischen Verluste.

Für die Berechnung des Kupferverlustes gilt folgendes: Der Ladestrom ändert sich längs des Kabels von Punkt zu Punkt. Am Anfange der Kabelstrecke ist er am größten, und er nimmt proportional bis auf Null am Endpunkte ab, wie das in Fig. 240 zur Darstellung gebracht ist. Hieraus ergibt sich der Verlust für Drehstrom:

$$W_{K,o} = \frac{J_C^2 \cdot l \cdot \varrho}{q \cdot 1000} \text{ KW}, \tag{176}$$

worin J_C den Gesamtladestrom bezeichnet. In Tab. XXVI sind die Leerlaufsverluste zusammengestellt, und man sieht, daß diese für die Kabelanlage bei der Frequenz 50 nicht mehr unberücksichtigt bleiben dürfen.

Tabelle XXVI.

Lfd. Nummer der Tabelle XXII	Bezeichnung	Freileitungen		Kabel			
				Dreifachkabel	Drei Einfachkabel	Dreifachkabel	Drei Einfachkabel
		$c = 50$	$c = 15$	$c = 50$		$c = 15$	
—	Ableitungsverlust KW	15,1	13,9	—	—	—	—
—	Koronaverlust KW	—	—	—	—	—	—
—	Dielektrischer Verlust KW	—	—	225	100	68	30
—	Kupferverlust KW	0,218	0,0182	77,5	51,6	6,9	4,5
—	Gesamtladestrom Amp.	4,93	1,444	94,2	76,8	28,0	22,7
—	Gesamtverlust bei Leerlauf KW	15,318	13,918	302,5	151,6	74,9	34,5

Bei Belastung ändern sich die Verhältnisse ganz bedeutend und zwar sowohl mit der Höhe des Belastungsstromes als auch mit der Größe des Leistungsfaktors am Ende der Linie. Während die Ableitungs- Korona- und dielektrischen Verluste unverändert bestehen bleiben, kommt der Verlust durch den Belastungsstrom selbst hinzu. Andererseits aber wird der Kupferverlust, der durch den Ladestrom verursacht wird, zum Teil oder unter Umständen ganz kompensiert. Handelt es sich um induktionsfreie Belastung, so ist für die Berechnung des Kupferverlustes der Gesamtstrom:

$$J = \sqrt{J_e^2 + J_C^2},$$

und die Gl. (176) geht über in:

$$W_{K,B} = (J_e^2 + \tfrac{1}{3} J_C^2) \frac{3 \cdot l \cdot \varrho}{1000 \cdot q} \text{ KW}. \tag{177}$$

Ist dagegen die Belastung induktiver Natur, so muß mit den Komponenten des Belastungsstromes gerechnet werden, und zwar mit dem Wattstrome $J_w = J_e \cdot \cos \varphi_e$ und dem wattlosen Strome $J_{wl} = J_e \cdot \sin \varphi_e$.

Der erstere verursacht die Ohmschen Verluste, der wattlose Strom dagegen kompensiert einen Teil des Ladestromes, und die Gl. (177) erhält dann die Form:

$$W_{K,B} = [(J_e \cdot \cos\varphi_e)^2 + \tfrac{1}{3}(J_C - J_e \cdot \sin\varphi_e)^2] \frac{3 \cdot l \cdot \varrho}{1000 \cdot q} \text{ KW}. \quad (178)$$

In Fig. 241 ist auch dieser Fall gezeichnet; sie läßt den Einfluß der induktiven Belastung auf die Verteilung des wattlosen Stromes im Kabel erkennen. Wohl zu beachten ist aber, daß dieser kompensierende Einfluß der induktiven Belastung auf den Kupferverlust durch den Ladestrom und damit auf den Wirkungsgrad der Leitungsanlage mit abnehmender Belastung immer geringer wird und bei Leerlauf sowie bei schwacher Netzbelastung nicht vorhanden ist.

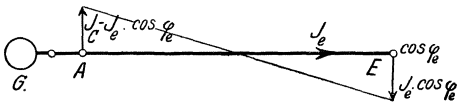


Fig. 241.

Es würde zuweit führen, hier die Verluste rechnerisch noch weiter zu verfolgen, zumal die Belastungsverhältnisse in der Mehrzahl der Fälle außerordentlich schwankend sind. Für die Ermittelung des Gesamtwirkungsgrades der Leitungsanlage kann nur von einer mittleren Jahresbelastung ausgegangen werden. Beträgt dieselbe für das Beispiel etwa 10 000 KW bei $\cos\varphi_e = 0{,}8$ und 50 000 Volt verketteter Spannung (um einfache Werte zu erhalten), so ist:

der mittlere Kupferverlust:

$$\frac{3 \cdot J_e^2 \cdot l \cdot \varrho}{q \cdot 1000} = \frac{3 \cdot 145^2 \cdot 50\,000 \cdot 0{,}0175}{100 \cdot 1000} = 550 \text{ KW}$$

$$\cong 5{,}5\% \text{ der Jahresleistung,}$$

und zwar ist der Kupferverlust durch den Ladestrom nicht berücksichtigt worden, weil der Ladestrom bei $c = 50$ annähernd durch die wattlose Komponente des Belastungsstromes kompensiert wird. Bei $c = 15$ sind diese Kupferverluste belanglos.

Zu dem Verlust von 550 KW sind nun aber noch die dielektrischen Verluste zu addieren, so daß der Gesamtverlust beträgt:

bei $c = 50$ und Dreifachkabel: $550 + 225 = 775$ KW
bei $c = 50$ und drei Einfachkabeln: $550 + 100 = 650$ „
bei $c = 15$ und Dreifachkabel: $550 + 68 = 618$ „
bei $c = 15$ und drei Einfachkabeln: $550 + 30 = 580$ „

und somit der Jahreswirkungsgrad:

bei $c = 50$ und Dreifachkabel: 93%
bei $c = 50$ und drei Einfachkabeln: 94%
bei $c = 15$ und Dreifachkabel: 94,2%
bei $c = 15$ und drei Einfachkabeln: 95%

Liegt die mittlere Jahresbelastung tiefer, so beeinflußt das natürlich den Jahreswirkungsgrad recht beträchtlich, und dann besonders tritt

deutlich zutage, daß bei langen Kabelstrecken möglichst geringe Frequenz zu wählen ist.

Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, daß diese wirtschaftlichen Erörterungen nur in großen Zügen und mit einfachen Gleichungen durchgeführt worden sind, um das Wesentlichste der dabei auftretenden Fragen deutlich erkennen zu lassen. Bei genaueren Untersuchungen müßte auf die Rückwirkung des Ladestromes auf die Kupferverluste in den Generatoren und Transformatoren und ferner auf den induktiven und den Ohmschen Spannungsverlust in den Kabeln Rücksicht genommen werden[1]).

Schließlich soll noch einiges über die auf S. 268 erwähnte Kompensation des Ladestromes gesagt werden. Hierzu werden sog. Kompensationsdrosselspulen benutzt, die bei größeren Leistungen ähnlich den Transformatoren gebaut und dazu bestimmt sind, den Ladestrom aufzunehmen. Je nachdem diese Drosselspulen parallel zu den Generatoren bzw. den Hoch- oder Niederspannungswicklungen der Transformatoren geschaltet werden, bewirken sie eine Entlastung der Maschinen bzw. dieser und der Transformatoren von dem wattlosen Strome. Letzterer bleibt dabei aber natürlich als Ladestrom im Kabel unverändert bestehen, und man gewinnt nur den Vorteil, je nach den Belastungsverhältnissen im Netz kleinere Maschineneinheiten im Betriebe halten zu können. Der Wirkungsgrad der Kabelanlage wird nicht verbessert.

Soll das Kabel vom Ladestrome entlastet werden, so sind die Drosselspulen der Kabelleitung selbst parallel zu schalten. Kühle[2]) hat über die Zahl und die Verteilung der Drosselspulen eingehende Untersuchungen angestellt, auf die hier verwiesen werden muß.

---

[1]) Rössler: Fernleitung von Wechselströmen.

[2]) Dr.-Ing. J. Kühle: Über den Einfluß von Kompensationsdrosselspulen auf die Betriebsverhältnisse in Hochspannungskabelleitungen. ETZ. 1913, Heft 26.

II. Abschnitt.

Die Gleichstromgeneratoren, Wechselstromgeneratoren und Akkumulatoren, ihre Schaltung, Arbeitsweise und Regelung.

16. Die Generatoren im allgemeinen.

Bevor zur Besprechung der Stromerzeuger übergegangen wird, seien zunächst einige allgemeine Bemerkungen vorausgeschickt, die sich auf die Offertunterlagen für den maschinellen Teil eines Kraftwerkes und auf die elektrische sowie mechanische Ausführung der Stromerzeuger erstrecken.

Die Generatoren haben in ihren elektrischen Eigenschaften einer Reihe von Bedingungen zu genügen, die sich aus der Art der Stromverbraucher und ihrer Betriebsweise ergeben. Jede Offerte muß über folgende Punkte Aufschluß geben, die mehr oder weniger von Wichtigkeit sind, je nachdem es sich um große oder kleine Maschinen handelt:

die Schaltung der Maschine,
die Leistung,
die Spannung,
die Spannungsänderung bei Belastungsänderungen,
den Wirkungsgrad bei verschiedenen Belastungen,
die Drehzahl und Frequenz,
das Gewicht (Einzelgewichte),
die Hauptabmessungen,
die mechanische Bauart.

Es sei hier bemerkt, daß für Deutschland der V. D. E. Normalien aufgestellt hat, nach welchen die elektrischen Maschinen und Transformatoren zu bewerten und zu prüfen sind. Es wird infolgedessen im Folgenden dann stets kurz auf diese hingewiesen werden, wenn bei den verschiedenen Punkten in den Normalien besondere Festsetzungen getroffen sind.

Die Schaltung der Maschine (Gleichstrom-Nebenschlußgenerator, Ein- oder Dreiphasen-Synchrongenerator u. dgl.) richtet sich nach der Stromart und den besonderen Betriebsverhältnissen in bezug auf die Art der angeschlossenen Stromverbraucher. Nähere Angaben sind daher bei der Behandlung der Gleich- und Wechselstromgeneratoren gemacht.

Die Leistung ist bei Gleichstrom in Kilowatt (KW), bei Wechselstrom in Kilo-Volt-Ampere (KVA) bei einem bestimmten Leistungsfaktor $\cos\varphi$ anzugeben und zwar mit einer Bemerkung, ob die Leistung als Dauerleistung (Belastbarkeit) anzusehen ist, und welche Erwärmung die Maschine dabei in ihren einzelnen Teilen aufweist. Über die zulässigen Temperaturen sind in den Normalien besondere Angaben gemacht, die sich für die Generatoren auf die Dauerleistung beziehen. Da aber jeder Generator so gebaut wird, daß er für eine bestimmte Zeit überlastet werden kann so z. B. nach den Normalien um 25% während einer halben Stunde und um 40% während drei Minuten, so muß bei der Dauerleistung auch hinsichtlich der Überlastungsfähigkeit eine Angabe gemacht werden. Diese Überlastungen spielen besonders für die Stromerzeuger eine besondere Rolle und zwar insofern, als man daraus Schlüsse für ev. zu beschaffende Reservemaschinen und ihre Größe ziehen kann. Ferner ist bei der Festsetzung der Dauerleistung auch noch darauf Rücksicht zu nehmen, ob die Maschine ununterbrochen Tag und Nacht im Betriebe zu halten ist oder ob z. B. nach einem zwölfstündigen Betriebe eine Ruhepause von mehreren Stunden eintritt. Das erstere ist in der Regel bei allen Gleichstrommaschinen für elektrochemische Zwecke und bei allen Ein- und Mehrphasen-Wechselstrommaschinen der Fall. Die zweite Art der Betriebsführung kommt für die Gleichstrommaschinen in Elektrizitätswerken, Fabriken usw. in Frage, sofern eine Akkumulatorenbatterie vorhanden ist, die die Stromlieferung z. B. während der Nachtstunden übernimmt.

Bei der Festsetzung der Spannung ist zunächst zu berücksichtigen, daß in den Verteilungsleitungen ein Spannungsverlust bzw. Spannungsabfall auftritt, der von den Generatoren über die am Verbrauchsorte verlangte Spannung erzeugt werden muß. Da der Spannungsabfall mit dem wachsenden Ausbau einer Anlage zunimmt, sich andererseits aber auch mit der Belastung ändert, so müssen unter Umständen bestimmte Grenzen festgelegt werden, innerhalb welcher die Spannung regelbar sein soll. Es ist hierbei aber mit Vorsicht vorzugehen, denn mit einer Erhöhung der Spannung bei gleichbleibender Stromstärke steigt die Leistung, die von der Maschine abzugeben ist, und es kann dann vorkommen, daß infolge zu großer Leistung die Erwärmung die vorgeschriebene Grenze überschreitet, und dadurch mit der Zeit die Lebensdauer des Generators beeinträchtigt wird.

Leider kommt es nicht selten vor, daß nach dieser Richtung bei der Bestellung der Maschinen ungenaue Festsetzungen gemacht werden, die zu unangenehmen Auseinandersetzungen bei der Inbetriebsetzung oder Abnahme führen. Umbauen lassen sich fertige Maschinen ohne große Kosten in der Regel nicht mehr, und es ist daher besonders darauf zu achten, daß über die Spannungs- und Leistungsverhältnisse der Generatoren von vornherein einwandfreie Werte vereinbart werden.

Die Spannungsänderung ε ist ebenfalls in den Normalien besonders behandelt, und zwar versteht man ganz allgemein darunter die Änderung der Spannung, welche eintritt, wenn bei normaler Klemmen-

spannung die auf dem Leistungsschilde der Maschine angegebene Vollaststromstärke abgeschaltet wird, ohne daß die Drehzahl und die Erregung geändert werden. In einem solchen Falle steigt die Klemmenspannung, weil die Verluste innerhalb der Maschine und die Ankerrückwirkung zum großen Teil verschwinden.

Es ist also die Spannungsänderung in Prozenten, wenn E_k die Klemmenspannung bei Normallast und $E_{k,o}$ diejenige bei Leerlauf bezeichnet:

$$\varepsilon\,\% = \frac{E_{k,o} - E_k}{E_k} 100 .$$

Näheres hierüber wird bei der Besprechung der einzelnen Maschinengattungen noch zur Erörterung kommen.

Die Spannungsänderung darf wiederum bestimmte Grenzen nicht überschreiten, da anderenfalls z. B. bei großer Spannungsänderung und bei plötzlicher teilweiser Entlastung, wenn nicht sofort nachreguliert wird, die Klemmenspannung derart in die Höhe geht, daß noch eingeschaltete Lampen eine zu hohe Spannung erhalten und dann zerstört werden. Auch für den guten Parallelbetrieb mehrerer Maschinen untereinander — sei es innerhalb eines Kraftwerkes oder beim Zusammenarbeiten mehrerer Kraftwerke — ist die Spannungsänderung von besonderer Bedeutung, damit Belastungsschwankungen sich gleichmäßig auf alle Maschinen verteilen. Das setzt also voraus, daß der Verlauf der sog. Charakteristik (Leerlaufscharakteristik) bei allen Maschinen möglichst gleich ist, daß die Maschinen also möglichst gleiche Sättigungsverhältnisse der Magnete, gleichen Spannungsabfall im Anker und gleiche Ankerrückwirkung aufweisen. Anderenfalls würden die stärker gesättigten Maschinen bestrebt sein, mehr Last aufzunehmen, und könnten überlastet werden, während die schwächer gesättigten Generatoren entlastet mitlaufen. Die in solchen Fällen entstehenden Ausgleichsströme zwischen den Maschinen sind imstande, den Betrieb des Kraftwerkes empfindlich zu stören.

Nur kurz sei schon hier bemerkt, daß die Regelung der Spannung dann besonders, wenn es sich um stark schwankende Belastungsverhältnisse handelt, nicht mehr durch den Schalttafelwärter von Hand einwandfrei möglich ist, sondern selbsttätig durch sog. Eil- und Schnellregler besorgt werden muß (siehe S. 314).

Der Wirkungsgrad eines Generators ist selbstverständlich mitausschlaggebend für die Güte einer Maschine, wenn auch nicht immer allein, denn er ist zum Teil abhängig von den sonstigen elektrischen Verhältnissen insbesondere auch von der Spannungsänderung. Um sich ein Bild zu machen, wie der Wirkungsgrad der Maschinen bei geringerer Belastung und damit der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerkes ausfällt, sind stets Angaben auch darüber erwünscht, wie hoch der Wirkungsgrad z. B. bei $^1/_4$-, $^1/_2$-, $^3/_4$-Belastung ist. Außerdem muß natürlich bekannt sein, welche Verluste (elektrische und mechanische) im Wirkungsgrade berücksichtigt sind, und wie derselbe gemessen werden soll.

Auch hierüber geben die Normalien bestimmte Vorschriften. Selbstverständlich ist nur der Gesamtwirkungsgrad also einschließlich aller mechanischen Verluste für die Güte eines Maschinensatzes maßgebend, weil nur dann die Leistung, die die Antriebsmaschine besitzen muß, feststellbar ist, und die Betriebskosten pro KW-Stunde an den Klemmen des Generators berechnet werden können.

Die Drehzahl wird durch die Antriebsmaschine und bei Wechselstromgeneratoren durch die Frequenz bestimmt. Bei Dampfmaschinen, Gas- und Dieselmotoren steigt die Drehzahl bei plötzlicher Überlastung um wenige Prozente und zwar höchstens um etwa 15%, während das bei Dampfturbinen und bei Wasserturbinen nicht der Fall ist. Namentlich bei den letzteren kann es vorkommen, daß bei plötzlicher Überlastung und fehlerhaftem Arbeiten der Absperrschieber eine so hohe Drehzahlsteigerung eintritt, daß die Generatoren elektrisch und mechanisch Schaden erleiden, unter Umständen sogar völlig zerstört werden können. Man spricht dann von einem „Durchgehen" der Maschinen. Es ist daher üblich geworden, die Generatoren für Dampf- und Wasserturbinenantrieb so zu bauen, daß sie in dem sich drehenden mechanischen Teile eine plötzliche vorübergehende Drehzahlsteigerung bis zum 1,8- oder 2fachen des normalen Wertes aushalten können[1]). Bei großen Maschinen findet man auch die Forderung, daß die Anker in der Fabrik entsprechend geprüft werden. Sind keine besonderen Vorrichtungen zur Beeinflussung der Erregung vorhanden, so ist ferner zu verlangen, daß die bei der Drehzahlsteigerung hervorgerufene Spannungserhöhung von den Wicklungen anstandslos ausgehalten werden kann.

Das Gewicht und die Abmessungen eines Generators dürfen ebenfalls nicht außer acht gelassen werden. Beide sind natürlich mitbestimmend auf den Preis der Maschinen und ferner auf die Gebäudekosten hinsichtlich des Platzbedarfes und der Fundamentierung, sowie auf die Fracht- und Montagekosten.

Liegen besonders schwierige Transportverhältnisse vor z. B. Überseelieferungen, Landtransporte durch schwieriges Gelände, beschränkte Tragfähigkeit von Brücken, besondere Bahnprofile, vorhandene Krananlagen am Lade- oder Entladeplatz u. dgl., so müssen Vorschriften über das zulässige größte Stückgewicht und die Abmessungen der einzelnen Teile gegeben werden. Es hat sich also nach dieser Richtung der projektierende Ingenieur stets genauestens zu unterrichten, damit bei der Offertabgabe auf die dann notwendige Unterteilung der Maschinen Rücksicht genommen wird.

Beim Vergleiche von Konkurrenzangeboten und auch zur Beurteilung der Maschinen an sich spielt das Gewicht pro KW festgestellt einmal aus dem Totalgewichte einschließlich Lager, Grundplatte, Bürstenbrücke, Erregermaschine (falls diese angebaut ist) bzw. aus dem aktiven Gewicht (Polgehäuse, Anker und Kollektor) eine ausschlaggebende Rolle. Man kann unter der selbstverständlichen Voraussetzung, daß alle son-

[1]) Siehe ETZ. 1913, Heft 48, S. 1376: Über das Durchgehen und den Durchgangsschutz der Dampf- und Wasserturbinendynamos.

stigen elektrischen und mechanischen Verhältnisse völlig übereinstimmen, aus diesen Werten sich Aufschluß verschaffen über die Güte eines Fabrikates.

Die Geräuschbildung[1]). Ganz allgemein ist schließlich noch darauf hinzuweisen, daß die Generatoren nicht immer völlig geräuschlos laufen. Muß das Kraftwerk in bewohnter Gegend errichtet werden, so ist es unter Umständen erforderlich, auch hinsichtlich des geräuschlosen Ganges besondere Vorschriften zu machen. Diese Forderung kann verhältnismäßig leicht erfüllt werden, sofern die Maschinen neu angefertigt werden. Sehr schwer, oft unausführbar ist es dagegen, bereits fertige Generatoren entsprechend abzuändern, und der projektierende Ingenieur muß daher auch auf diesen Umstand sein Augenmerk richten.

Die Geräuschbildung rührt zum größten Teile her bei Gleichstrommaschinen von der Bürstenreibung, bei Wechselstrommaschinen von der Magnetisierung und ferner bei großen Generatoren von dem Brausen der bewegten Luft, das durch hohe Umlaufsgeschwindigkeiten verursacht wird. Es gibt heute Mittel der verschiedensten Art, um allen Forderungen nach dieser Richtung zu entsprechen, und zwar einmal durch entsprechende Bauart der Maschinen z. B. mit besonderen Bürsten, mit geringer Kommutator-Umfangsgeschwindigkeit, mit halbgeschlossenen Statornuten, mit teilweiser oder vollständiger Kapselung usw., zweitens durch besondere Fundamentierung (freistehende Fundamentblöcke, Isolierung gegen das Fortleiten des Geräusches u. dgl.), die aber zum Teil schon beim Bau der Maschinen berücksichtigt werden müssen. Aus diesem Grunde müssen etwaige Vorschriften über geräuschlosen Gang vor Anfertigung eines Generators bekannt sein.

Die mechanische Bauart. Hinsichtlich der mechanischen Ausführung der Stromerzeuger unterscheidet man zwischen:

1. der schnellaufenden Maschine für Riemen- oder Seilantrieb;
2. der langsamlaufenden Maschine für Kupplung oder unmittelbaren Zusammenbau mit der Antriebsmaschine;
3. dem sog. Turbogenerator.

Für die Ausführung nach 1 und 2 gilt das im I. Bd. bei den Motorgeneratoren Gesagte sinngemäß. An Stelle des Motors tritt hier die Antriebsmaschine. Für den Zusammenbau soll noch Einiges bezüglich der unmittelbaren Kupplung zwischen Generator und Antriebsmaschine gesagt werden. Sie kann nach zwei grundsätzlich verschiedenen Formen geschehen, und zwar:

als starre Kupplung oder
als elastische Kupplung.

Die starre Kupplung, die im allgemeinen nur für Leistungen bis etwa 500 PS verwendet werden sollte, macht bei der Montage der Maschinen nicht unerhebliche Schwierigkeiten dadurch, daß die zu kuppelnden Wellen außerordentlich sorgfältig ausgerichtet werden müssen. Anderenfalls sind Betriebsstörungen durch unzulässige Lagererwär-

[1]) G. Pontecorvo: Bemerkungen zum Entwurf elektrischer Maschinen für geräuschlosen Gang. ETZ. 1913, Heft 20.

mungen, Veränderung der zentrischen Lage der Läufer der Generatoren und dadurch hervorgerufener ungleicher magnetischer Zugkräfte auf die Läufer, sowie ferner durch Verziehen der Kupplung selbst oder „Ausleiern" derselben unvermeidlich. Handelt es sich um stark schwankende Belastungsverhältnisse, wie das bei vorzugsweiser Motorenbelastung zumeist der Fall ist, dann werden sämtliche Stöße auf den Generator durch die Kupplung vollständig auf die Antriebsmaschine übertragen, was für letztere sowohl wie auch für die Kupplung selbst aus leicht begreiflichen Gründen (unruhiger Gang, Drehzahlabfall, Regulatorpendelungen) ungünstig ist. Bei Wasserturbinenantrieb können dadurch Schwankungen in der zuströmenden Wassersäule hervorgerufen werden, die zusammen mit dem Regulator und dem Belastungsstromkreise zu Resonanzerscheinungen führen und den Betrieb stören.

Die elastische Kupplung ist, wie schon aus der Bezeichnung hervorgeht, ein Organ in der Verbindung zweier Maschinen, das eine bedingte Bewegungsfreiheit zwischen den zu kuppelnden Wellen gestattet. Wenn selbstverständlich auch hierbei die Ausrichtung der Wellen gleichfalls mit großer Sorgfalt vorgenommen werden muß, so bestehen aber andererseits die Nachteile, die die starre Kupplung aufweist, nicht. Geringe Unterschiede in der Wellenlagerung lassen sich ausgleichen. Als besonderer Vorteil ist hervorzuheben, daß eine Abschwächung der auf den Generator kommenden Stöße für die Antriebsmaschine erzielt wird, so z. B. auch der oftmals enormen augenblicklichen Beanspruchungen im Falle eines Kurzschlusses, was bei Wechselstromgeneratoren von ganz besonderer Wichtigkeit ist.

Die elastische Kupplung ist allerdings teuerer und erfordert mehr Raum zum Einbau als die starre Kupplung, doch stehen diese Nachteile in keinem Verhältnisse zu den Vorteilen, so daß man die elastische Kupplung namentlich bei größeren Maschinenleistungen stets bevorzugen sollte.

Die unter 3 genannten Turbogeneratoren stellen eine ganz besondere Bauart dar. Es kommt für den gesamten Maschinensatz also einschließlich Antriebsmaschine dann nur die Drei- oder Vierlagerausführung zur Anwendung.

Die Turbogeneratoren werden heute, sofern es sich um Dampfanlagen handelt, wohl am meisten bevorzugt, weil sie den außerordentlichen Vorteil besitzen, daß sie in ihren Abmessungen wesentlich kleiner ausfallen als die langsamlaufenden, unmittelbar gekuppelten Maschinen, und ferner auch ihr Gewicht bedeutend geringer ist als das der durch Dampfmaschinen angetriebenen Generatoren. Diese Vorteile haben ihre Ursache in der hohen Drehzahl, mit der die Turbogeneratoren laufen, und zwar liegen diese Drehzahlen heute selbst für die größten Leistungen zwischen 1000 und 1500 in der Minute. Bei kleinen und mittleren Leistungen beträgt die Drehzahl bis zu 3000 in der Minute. Die geschilderten Vorzüge gestatten ferner eine große Ersparnis an Platz, also an Anlagekosten für das Maschinenhaus. Auch die Fundamente fallen leichter aus, können unter Umständen sogar völlig erspart werden, und da-

durch wird der Bau des gesamten Maschinenhauses leichter und einfacher. Ferner ist zur Bedienung weniger Personal nötig als z. B. bei den Dampf- oder Gasmaschinen. Diese Vorteile sind heute so allgemein bekannt, daß diese kurzen Hinweise genügen müssen.

17. Die Gleichstromgeneratoren.

a) Der mechanische Aufbau der Gleichstromgeneratoren unterscheidet sich grundsätzlich nicht von demjenigen der Motoren. Es erübrigt sich, hier auf denselben ausführlicher einzugehen, da er im allgemeinen als bekannt vorausgesetzt werden kann, und es sich daher nur um die Erörterung konstruktiver Einzelheiten handeln würde, die über den Rahmen dieses Werkes hinausgehen. Die Konstruktion soll daher nur kurz gestreift werden.

Die Magnetpole, die zusammen mit dem Gehäuse den Stator bilden, werden entweder massiv oder lamelliert hergestellt. Die Lamellierung, die je nach den elektrischen Verhältnissen angewendet wird, hat den Vorteil, daß einerseits die zusätzlichen Verluste in den Polflächen vermindert werden. Andererseits gewährt sie größere Sicherheit hinsichtlich der Homogenität und der Gleichwertigkeit jedes Poles und ermöglicht dadurch die Vermeidung von Ausgleichsströmen.

Hinsichtlich des Ankers ist zu beachten, daß sich in demselben keine großen Gewichte unterbringen lassen. Ist z. B. bedingt durch schwankende Belastungsverhältnisse oder infolge der Antriebsmaschine (Kolbendampfmaschine, Gasmotor) ein bestimmtes Schwungmoment erforderlich, so kann das nur durch zusätzliche Schwungräder gewonnen werden.

Bei Turbogeneratoren ist ferner die Belüftung von Anker, Kollektor und Magnetwicklung von besonderer Bedeutung, denn infolge der gedrängten Abmessungen aller Teile, die eine Folge der hohen Drehzahlen sind, gestalten sich die Abkühlungsverhältnisse sehr schlecht (kleine Abkühlungsflächen). Hierauf wird auf S. 293 und im 40. Kap. noch näher eingegangen werden.

b) Der elektrische Aufbau. Auch hinsichtlich des elektrischen Aufbaues müssen die Angaben auf weniges beschränkt bleiben.

Es ist unbedingt zu fordern, daß die Kommutierung bei allen Belastungen zwischen Leerlauf und Vollast ohne Verstellung der Bürsten funkenfrei erfolgt. Handelt es sich um schwankende Belastungsverhältnisse, hohe Drehzahlen und Spannungsregelung in weiten Grenzen, so werden, um dieser Forderung zu entsprechen, Wendepole und besondere Kompensationswicklungen angewendet.

Wie bei den Gleichstrommotoren (siehe I. Bd, S. 1) teilt man nun auch die Gleichstromgeneratoren je nach ihrer Schaltung zwischen Anker und Magnetwicklung ein in:

Hauptstromgeneratoren,
Nebenschlußgeneratoren,
Compoundgeneratoren.

c) Der Gleichstrom-Hauptstromgenerator wird heute kaum mehr benutzt. Es kann daher davon abgesehen werden, auf denselben näher einzugehen. Früher gebrauchte man diese Art der Stromerzeugungsmaschinen einmal dann, wenn große Bogenlampenanlagen zu speisen waren, und ferner bei der Gleichstrom-Hochspannungs-Kraftübertragung. Da einmal die Stromerzeugung nur zur Speisung von Bogenlampen aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr vorgenommen wird, selbst dann nicht, wenn es sich um große Anlagen (Bahnhöfe) handelt, andererseits die Bogenlampen — besondere Fälle ausgenommen — immer mehr und mehr durch die hochkerzigen Metallfadenlampen ersetzt werden, liegt heute kein Bedürfnis mehr vor, Hauptstrommaschinen als Stromerzeuger zu benutzen. Auch die Gleichstrom-Hochspannungsanlagen[1]) werden zurzeit fast nur noch für Bahnzwecke[2]) zur Ausführung gebracht, und, da man inzwischen erreicht hat, auch Gleichstrom-Nebenschlußmaschinen für verhältnismäßig hohe Spannungen zu bauen, so ist für die Hauptstrommaschinen auch in bezug auf dieses Anwendungsgebiet heute nur geringes Bedürfnis vorhanden.

d) Der Gleichstrom-Nebenschlußgenerator mit Selbsterregung. α) Die Arbeitsweise. Diese Schaltung wird am häufigsten gewählt, weil sie alle die Eigenschaften hinsichtlich der elektrischen Verhältnisse aufweist, die für die Durchführung eines befriedigenden Betriebes, gleichgültig, ob es sich um reine Motoren-, reine Licht- oder gemischte Anlagen handelt, erforderlich sind. Dazu gehören leichte Spannungsregelung, zuverlässige Anpassungsfähigkeit an Belastungsänderungen auch bei Parallelbetrieb mehrerer Maschinen, schnelles und sicheres Parallelschalten.

Bei dieser Maschinenschaltung liegt die Erregung im Nebenschluß zum Anker. Die im Anker induzierte EMK ist:

$$E_a = \frac{p}{a} \cdot \frac{n}{60} \cdot N \cdot \Phi \cdot 10^{-8} \text{ Volt}, \tag{179}$$

und die Klemmenspannung:

$$E_k = E_a - J_a \cdot W_a \,, \tag{180}$$

weil im Gegensatze zu einem Motor bei dem Generator Strom und induzierte Spannung gleichgerichtet sind. Es ist also E_k kleiner als E_a und zwar um den Spannungsverlust $J_a \cdot W_a$ in der Ankerwicklung. Bezeichnet ferner J die an das Netz abgegebene Stromstärke und i_n den in der Nebenschlußwicklung fließenden Strom, so ist der gesamte Ankerstrom:

$$J_a = J + i_n \,. \tag{181}$$

---

[1]) J. S. Highfield: Die elektrische Kraftübertragung mittels Gleichstrom-Serienschaltung. Journ. of the Inst. of Electr. Eng. **49**, 848 [1912] und ETZ. 1913, Heft 27, S. 775.

[2]) P. Amsler: Elektrische Zugförderung mit hochgespanntem Gleichstrom. ETZ. 1914, Heft 18, S. 493.

Mit Benutzung der Gl. (179) und (181) ergibt sich die Klemmenspannung:

$$E_k = \frac{p}{a} \cdot \frac{n}{60} \cdot N \cdot \Phi \cdot 10^{-8} - (J + i_n) W_a \,. \tag{182}$$

Die Gl. (182) gibt nun Aufschluß über das charakteristische Verhalten des Nebenschlußgenerators bei veränderlicher Belastung und veränderlicher Drehzahl der Antriebsmaschine.

Unter der Voraussetzung zunächst gleichbleibender Drehzahl bei allen Belastungsänderungen besitzt die Klemmenspannung bei Leerlauf also $J = 0$ den größten Wert. Mit steigender Belastung fällt E_k, weil einmal die induzierte EMK um den Spannungsverlust in der Ankerwicklung kleiner wird und ferner E_a an sich abnimmt, weil der Strom i_n sinkt. Letzteres ist dadurch bedingt, daß die induzierte EMK eine Funktion von i_n ist und zwar aus folgendem Grunde: Die Größen p, a, N sind bei einer ausgeführten Maschine unveränderlich, und da auch n = konst. (der Voraussetzung nach), so folgt:

$$E_a = k_1 \cdot \Phi \,, \tag{183}$$

$$k_1 = \frac{p}{a} \cdot \frac{n \cdot N}{60} \cdot 10^{-8}.$$

Die Kraftlinienmenge Φ jedes Poles ist abhängig von der Zahl der Amperwindungen $i_n \cdot \mathfrak{w}_n$, wenn mit $\mathfrak{w}_n$ die Windungszahl der Erregerspulen bezeichnet wird, die ebenfalls konstant ist. Die Gl. (183) geht somit über in:

$$E_a = k_2 \cdot f(i_n) \,, \tag{184}$$

wobei:

$$k_2 = \frac{p}{a} \cdot \frac{n \cdot N}{60} \cdot \mathfrak{w}_n \cdot 10^{-8} \,.$$

Um also die Klemmenspannung bei allen Belastungsänderungen auf einer bestimmten, unveränderten Höhe zu halten, muß der Erregerstrom geändert werden. Das geschieht dadurch, daß man den Widerstand des Erregerstromkreises ändert und zwar mit Hilfe eines zusätzlichen, getrennt angeordneten Widerstandes, dem man die Bezeichnung „Nebenschlußregler" gegeben hat. Die vollständige Schaltung des Generators ist in allen Gleichstromschaltbildern (Fig. 252 und 352) gezeichnet, so daß es sich erübrigt, hier noch ein besonderes Bild darzustellen.

Ist die Drehzahl der Antriebsmaschine veränderlich, so ist die Änderung der Klemmenspannung mit veränderlicher Belastung, wie aus Gl. (182) ohne weiteres hervorgeht, natürlich noch wesentlich stärker. Eine derartige Arbeitsweise des Maschinensatzes für die Stromlieferung auf das Netz ist unzulässig, da sich dabei ein einwandfreier Betrieb schon bei einer einzigen Maschine nicht durchführen läßt. Arbeiten mehrere Maschinen parallel, dann kann überhaupt keine ordnungsmäßige Stromlieferung erfolgen. Es ist also Grundbedingung, daß die Antriebsmaschine bei allen Belastungsänderungen eine praktisch unveränderte Drehzahl besitzt. Nur in besonderen

Fällen, z. B. wenn zum Laden einer Akkumulatorenbatterie die Spannung erhöht werden muß, wird die Drehzahländerung der Antriebsmaschine — dann ausschließlich ein Elektromotor — benutzt. Näheres hierüber ist auf S. 307 zu finden.

Schließlich ist noch der Fall zu behandeln, wenn ein für eine bestimmte Drehzahl gebauter Generator mit einer anderen Drehzahl betrieben werden soll. Dann kann man mit hinreichender Genauigkeit die Klemmenspannung proportional der Drehzahlabweichung setzen also:

$$E_k' = E_k \cdot \frac{n'}{n} . \tag{185}$$

Die von dem Generator abgegebene Leistung (Nutzleistung) ist:

$$L_n = \frac{E_k \cdot J}{1000} \text{ KW}, \tag{186}$$

und die erforderliche mechanische Leistung an der Welle:

$$L_{PS} = \frac{1{,}36 \cdot E_k \cdot J}{\eta_G \cdot 1000} \text{ PS}, \tag{187}$$

worin η_G den Wirkungsgrad des Generators bezeichnet, bei dessen Angabe auf alle Verluste, auch diejenigen herrührend aus den mechanischen Teilen (Luft- und Lagerreibung) Rücksicht zu nehmen ist. Besonders zu beachten sind dabei die Lagerreibungsverluste, sofern z. B. die Lager für die Generatorwelle nicht von der Elektrizitätsfirma mitgeliefert werden.

β) Die charakteristischen Kurven. Von den charakteristischen Kurven des Nebenschlußgenerators interessieren in der Hauptsache die Leerlaufscharakteristik, die äußere Charakteristik und die Wirkungsgradkurve.

Die Leerlaufscharakteristik (Fig. 242) stellt die im Anker induzierte EMK E_a in Abhängigkeit von dem Erregerstrome i_n dar unter der Voraussetzung konstanter Drehzahl und der Belastung Null. Wenn bei der Selbsterregung der Anker auch nicht stromlos ist, sondern den Erregerstrom führt, so ist aber der durch letzteren verursachte Spannungsabfall im Anker so gering (da i_n etwa 2 :-3% des Hauptstromes beträgt), daß er vernachlässigt werden kann. Die Leerlaufscharakteristik beginnt nicht im Koordinatennullpunkte, sondern etwas höher, weil infolge des remanenten Magnetismus bereits bei $i_n = 0$ eine EMK im Anker induziert wird. Anfangs nimmt die E_a-Kurve geradlinig zu und zwar um so steiler gegen die Abszissenachse, je kleiner der Luftzwischenraum zwischen Anker und Polschuhen der Magnete und je stärker die Maschine gesättigt ist. Mit wachsendem Erregerstrome biegt die Kurve ab und zwar wiederum um so schneller, je kleiner der Luftzwischenraum ist.

Die Belastungscharakteristik zeigt den Verlauf der Klemmenspannung in Abhängigkeit von der Erregung, wenn die Belastung also

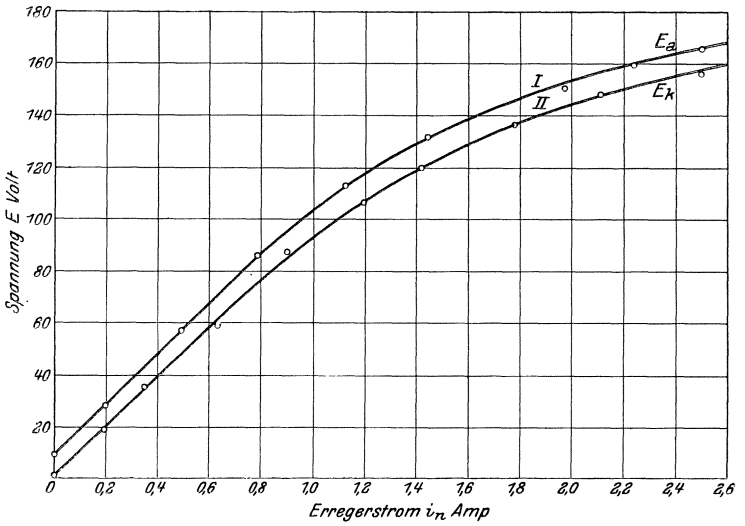


Fig. 242. Gleichstrom-Nebenschlußgenerator.
Kurve I Leerlaufscharakteristik (E_a),
„ II Belastungscharakteristik (E_k).

J und die Drehzahl konstant sind. Diese Kurve ist nur der Vollständigkeit wegen in Fig. 242 eingezeichnet. Sie verläuft annähernd kongruent zur Leerlaufscharakteristik, da sie sich nur um den konstanten Span-

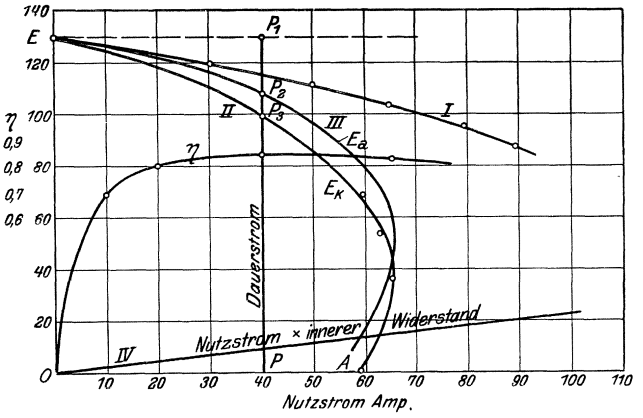


Fig. 243. Charakteristische Kurven des Gleichstrom-Nebenschlußgenerators.
Kurve I äußere Charakteristik bei Fremderregung,
„ II äußere Charakteristik bei Selbsterregung,
„ III innere Charakteristik,
„ η Wirkungsgrad.

nungsabfall im Anker und bei den Bürsten von dieser unterscheidet. Ihr Verlauf ist auch abhängig von der Bürstenstellung, weil sich je nach der Lage derselben zur neutralen Zone die Ankerrückwirkung ändert.

Die äußere Charakteristik (Fig. 243) gibt ein Bild über den Verlauf der Klemmenspannung bei zunehmender Belastung, wenn die Drehzahl und der Widerstand der Nebenschlußwicklung unverändert bleiben. Sie zeigt das charakteristische Verhalten des Generators am besten und ist daher für den projektierenden Ingenieur am beachtenswertesten. Übersteigt die Stromstärke einen bestimmten, den sog. „kritischen" Wert, so fällt E_k stark ab, die Kurve für E_k kehrt sich um, verläuft rückwärts und schneidet bei Kurzschluß der Generatorklemmen die Abszissenachse im Punkte A. Daß die Kurve nicht im Punkte O endigt, hat seine Ursache wiederum im remanenten Magnetismus. Aus diesem Kurvenverlauf ist ersichtlich, daß ein Nebenschlußgenerator bei plötzlichem Kurzschluß nicht gefährdet wird, weil die Stromstärke dann auf den Wert OA herabgeht. In Fig. 243 ist auch die E_a-Kurve eingetragen. Der gesamte Spannungsabfall von Leerlauf bis zur normalen Dauerstromstärke ist gleich der Strecke $\overline{P_1P_3}$; die Strecke $\overline{P_2P_3}$ gibt den Ohmschen Spannungsverlust und $\overline{P_1P_2}$ den Spannungsabfall infolge der Ankerrückwirkung und der Verkleinerung von i_n an. Der Strom i_n nimmt proportional mit E_k ab, also $i_n = \frac{E_k}{w_n}$.

Es sei hier hinsichtlich der Spannungsänderung, die aus Fig. 243 ebenfalls ersichtlich ist, noch bemerkt, daß man nach den Normalien bei einem selbsterregten Generator darunter die Änderung der Klemmenspannung versteht, die eintritt, wenn man bei normaler Klemmenspannung den auf dem Schild der Maschine angegebenen Ankerstrom abschaltet, ohne Drehzahl und Stellung des Nebenschlußreglers zu ändern.

Die Wirkungsgradkurve (η) schließlich ist insofern charakteristisch, als η anfangs mit steigender Belastung zunimmt und dann allmählich abfällt, bei Überlastungen also kleiner wird.

γ) Der Parallelbetrieb. Über das Parallelschalten mehrerer Nebenschlußgeneratoren wird auf S. 428 gesprochen werden. Es sei indessen schon hier bemerkt, daß dieses Paralellschalten sehr einfach und schnell vorgenommen werden kann, und Schwierigkeiten nicht auftreten.

Das Zusammenarbeiten mehrerer Maschinen ist ebenfalls völlig zuverlässig möglich, sobald die Maschinen praktisch übereinstimmende Leerlaufs- und äußere Charakteristiken aufweisen. Anderenfalls kann eine gute Lastverteilung auf die einzelnen Maschinen nicht erreicht werden (siehe S. 280).

δ) Das Anwendungsgebiet. Nebenschlußgeneratoren werden überall dort, wo keine häufigen und stark schwankenden Belastungsverhältnisse vorliegen, bevorzugt also z. B. für alle Kraftwerke, die mit gemischtem Betrieb arbeiten, wie Elektrizitätswerke zur öffentlichen Stromabgabe. Bei Fabrikanlagen ist der Nebenschlußgenerator dann zu wählen, wenn keine fortgesetzt vor sich gehenden Belastungsänderungen etwa infolge großer Krananlagen, in Walzwerken usw. auftreten, oder ein Belastungsausgleich durch besondere Einrichtungen (Zusatzmaschinen, Pufferbatterie usw., siehe 22. Kap.) vorgenommen wird. Überwiegt die

Stromlieferung für Beleuchtung, und handelt es sich um den Betrieb vieler kleiner Motoren, dann ist ebenfalls der Nebenschlußgenerator vorteilhaft.

Sind Akkumulatoren zur Reserve oder zur Unterstützung der Stromlieferung vorhanden, so empfiehlt es sich gleichfalls, die Gleichstromgeneratoren dieser Schaltung zu benutzen.

e) Der Gleichstrom-Nebenschlußgenerator mit Fremderregung. Neben der Selbsterregung kommt auch die Fremderregung häufiger und zwar in der Hauptsache bei kleineren Maschinen zum Laden von Akkumulatorenbatterien und ferner, wenn es sich für besondere Zwecke um die Regelung der Spannung in weiten Grenzen handelt, zur Anwendung. Unter Fremderregung versteht man den Anschluß der Magnete an eine fremde Stromquelle, deren Spannung als konstant vorausgesetzt wird, z. B. an die Hauptsammelschienen des Kraftwerkes.

Ein fremderregter Nebenschlußgenerator unterscheidet sich hinsichtlich seiner charakteristischen Eigenschaften nur verhältnismäßig unwesentlich von der mit Selbsterregung arbeitenden Maschine. Die Klemmenspannung ändert sich bei Belastungsänderungen — gleichbleibende Drehzahl vorausgesetzt — weniger stark als bei Selbsterregung, und zwar weil bei unverändertem Widerstande der Nebenschlußwicklung der Erregerstrom i_n konstant bleibt. Der Verlauf der Leerlaufs-, Belastungs- und äußeren Charakteristik ist annähernd derselbe wie bei der Selbsterregung nur mit dem Unterschiede, daß letztere nicht so schnell abfällt wie bei der Maschine mit Selbsterregung. Es kann daher davon abgesehen werden, hierfür noch ein Schaubild zu geben. Als besonderes Charakteristikum dieser Schaltung ist aber hervorzuheben, daß die fremderregte Maschine nicht kurzgeschlossen werden darf, da sonst die Gefahr besteht, daß die Wicklungen verbrennen. Das hat seine Ursache natürlich darin, daß die Erregung unabhängig von der Maschine ist.

Auch hinsichtlich der Spannungsänderung gilt das gleiche wie bei dem selbsterregten Nebenschlußgenerator nur mit dem Unterschied, daß bei der Ermittlung derselben der Erregerstrom nicht geändert werden darf.

f) Der Gleichstrom-Compoundgenerator. α) Die Arbeitsweise. Dieser Generator erhält wie der Motor gleicher Bezeichnung zu der Nebenschlußwicklung noch eine vom Haupt- oder Belastungsstrome durchflossene Wicklung (Hauptstromwicklung *H.W.*), um dadurch zu erreichen, daß bei Änderungen der Belastung in bestimmten Grenzen die Klemmenspannung unverändert bleibt. Die Schaltung ist in Fig. 244 dargestellt. Zur Bestimmung des Maßes der Compoundierung muß also bekannt sein, in welchen Grenzen die Belastungsänderungen verlaufen. Wird verlangt, daß die Klemmenspannung bei Vollast größer ist als bei Leerlauf, um z. B. einen höheren Spannungsverlust in den Fernleitungen zu decken, so nennt man dieses eine Übercompoundierung.

β) Die charakteristischen Kurven. Die Leerlaufscharakteristik der Compoundmaschine unterscheidet sich wiederum nicht

von derjenigen des selbsterregten Nebenschlußgenerators, weil beim Leerlauf die Hauptstromwicklung stromlos ist.

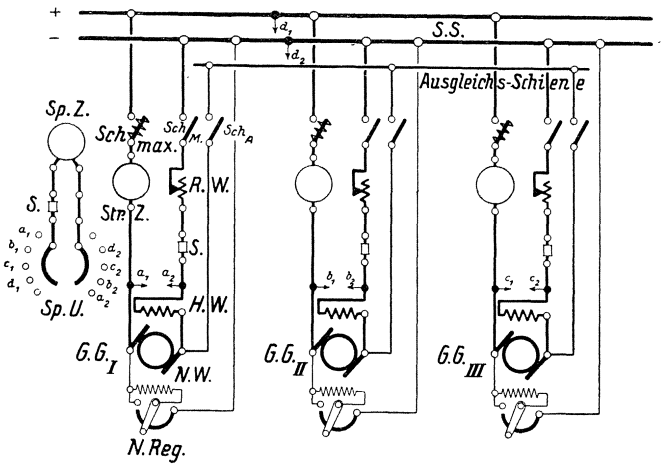


Fig. 244. Schaltbild für den Parallelbetrieb von Gleichstrom-Compoundgeneratoren.

Die äußere Charakteristik ist in Fig. 245 zusammen mit der E_a-Kurve gezeichnet. Soll die Klemmenspannung bei Vollast größer sein als bei Leerlauf, so muß das dem Konstrukteur bekannt gemacht werden.

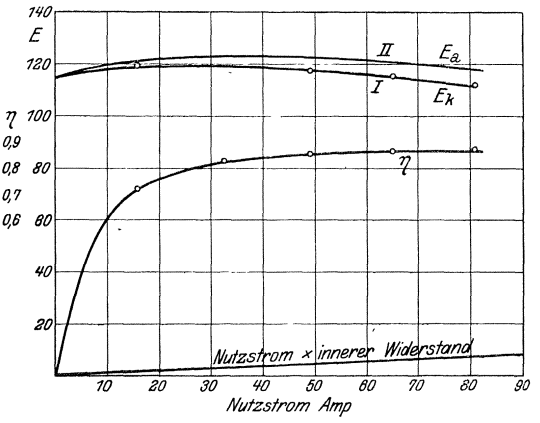


Fig. 245. Gleichstrom-Compoundgenerator.
Kurve I äußere Charakteristik,
„ II innere Charakteristik,
„ η Wirkungsgrad.

Auch diese Maschine darf nicht kurzgeschlossen werden, da dann der Strom auf den 2 : 3 fachen Wert ansteigt, und eine Beschädigung der Wicklungen in kurzer Zeit unvermeidlich ist.

γ) Der Parallelbetrieb. Die Parallelschaltung und der Parallelbetrieb von Compoundgeneratoren ist nicht gleich einfach wie bei Nebenschlußmaschinen, und zwar weil sich die im Anker jeder Maschine induzierte EMK mit der Belastung ändert, einem größeren Strome also kein größerer Spannungsabfall entspricht. Würden zwei Compoundgeneratoren ohne besondere Sicherheitseinrichtungen parallel arbeiten, so könnte sich die Belastung ganz beliebig auf die beiden Maschinen verteilen und

bei geringerer Erregung oder einem kleinen Drehzahlabfall der einen Maschine diese von der anderen Maschine Strom erhalten bzw. letztere den größten Teil oder die ganze Belastung übernehmen. Es würde demnach zum mindesten ein Pendeln der Belastung zwischen den parallelarbeitenden Maschinen eintreten, was hinsichtlich der Betriebsführung unzulässig ist.

Um das zu verhindern, verbindet man alle Klemmen der Maschinen, an denen die Hauptstromwicklungen angeschlossen sind, untereinander durch eine sog. Ausgleichsleitung, schaltet demnach alle Hauptstromwicklungen unter sich parallel, wie das aus dem Schaltbilde Fig. 244 zu erkennen ist. Dann beeinflußt die Zunahme des Ankerstromes in einer Maschine die Erregungen aller anderen Generatoren, und die Summe aller erzeugten Ankerströme verteilt sich auf die Hauptstromwicklungen im Verhältnis der Widerstände der letzteren. Um ein einwandfreies Parallelarbeiten zu erreichen, ist es ferner notwendig, daß die Widerstände der einzelnen Strombahnen, also der einzelnen Strecken der Ausgleichsleitung und der Anschlußleitungen zu den Sammelschienen vollständig gleich sind, was durch besondere Regel- oder Ausgleichswiderstände *R.W.* leicht erzielt werden kann.

Zur Bestimmung der erforderlichen Apparate soll schließlich noch über das Parallelschalten zweier Compoundgeneratoren an sich einiges gesagt werden. Es kommen in der Praxis hierfür zwei Formen zur Anwendung.

Erste Form. Man verbindet die einpoligen Schalter $Sch_{M.}$ und $Sch_{A.}$, also jedesmal den einpoligen Schalter im Maschinen- und Ausgleichsstromkreise, zu einem zweipoligen Schalter und schließt dieselben zuerst. Dann erhält die Hauptstromwicklung der zuzuschaltenden Maschine sofort Strom. Infolge des so gebildeten Nebenschlusses zu der Hauptstromwicklung der bereits arbeitenden Maschine fällt diese in der Spannung ab und muß durch den Nebenschlußregler nachreguliert werden. Dann erregt man die neue Maschine auf die Sammelschienenspannung, schließt den selbsttätigen Schalter $Sch_{\max.}$ und verteilt die Belastung auf die nunmehr parallel arbeitenden Maschinen durch Verstellen der Nebenschlußregler. Der Nachteil bei diesem Vorgehen liegt darin, daß die Sammelschienenspannung nicht konstant bleibt. Ein derartiges Parallelschalten ist daher dort, wo unveränderte Sammelschienenspannung gefordert wird, nicht zulässig (gemischter und reiner Lichtbetrieb).

Die zweite Form ist diejenige, zuerst die zuzuschaltende Maschine auf die Sammelschienenspannung mit Hilfe der Nebenschlußerregung zu bringen, und dann entweder alle drei Schalter (Sch_{M_1}, Sch_{A_1} und $Sch_{\max+R_1}$) auf einmal zu schließen bzw., wenn die Schalter Sch_A nicht an der Schalttafel befestigt sind, erst diese und dann gemeinsam die beiden anderen.

Bei dieser Form des Parallelschaltens tritt, falls die Generatoren nicht übercompoundiert sind, ein Schwanken der Sammelschienenspannung nicht ein, wohl aber ist zu beachten, daß dabei die neue Maschine plötzlich stark belastet und die bereits arbeitende entlastet wird. Es

kann dann ein Hin- und Herschwanken der Belastung zwischen den nun parallelarbeitenden Maschinen und ein Pendeln der Antriebsmaschinen eintreten. Trotzdem wendet man diese Form in Kraftwerken für Lichtbetrieb wohl in der Mehrzahl der Fälle an.

Sind die Generatoren übercompoundiert, so ist eine wenn auch geringere Spannungsschwankung als im ersten Falle nicht zu vermeiden.

Der selbsttätige Schalter und der Stromzeiger müssen in beiden Fällen stets in der Maschinenleitung liegen, die die Hauptstromwicklung nicht enthält.

δ) Das Anwendungsgebiet. Die Compoundgeneratoren finden vorzugsweise in Bahnkraftwerken und in solchen Betrieben Anwendung, in denen mit stärkeren Belastungsschwankungen zu rechnen ist, für deren Ausregulierung aber keine Pufferung (siehe 22. Kap.) vorgenommen werden soll. Für den Parallelbetrieb mit Akkumulatoren werden sie selten benutzt, da sich auch hier, wenn mehr als zwei Maschinen parallel arbeiten, Betriebsschwierigkeiten ergeben.

Sind zwei Maschinen vorhanden und sollen dieselben abwechselnd zur Aufladung benutzt werden, so sind sie mit kurzzuschließender oder besser mit abschaltbarer Hauptstromwicklung einzurichten, da die dann notwendige Spannungserhöhung nur durch die Regelung der Nebenschlußerregung vorzunehmen ist. Die Verbindung der Hauptstromwicklung der zweiten Maschine mit der Ausgleichsleitung ist für die Zeit der Ladung zu lösen. Wohl zu beachten ist dabei, daß unter Umständen das Abschalten der Compoundwicklung eine Leistungsverminderung der betreffenden Maschine zur Folge haben kann.

18. Die Ein- und Mehrphasen-Wechselstrom-Synchrongeneratoren.

Der allgemeine Aufbau eines Synchrongenerators muß ebenfalls als bekannt vorausgesetzt werden. Es wird heute fast nur noch die Innenpoltype benutzt. Einiges über die Arbeitsweise einer solchen Maschine ist bereits im I. Bd., S. 121 gesagt worden. Diese Art der Stromerzeugungsmaschinen findet heute für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung fast vorwiegend Anwendung, und es soll infolgedessen auch über den mechanischen Aufbau hier einiges eingeflochten werden, was sich allerdings vorwiegend auf große, langsamlaufende Maschinen und auf Turbogeneratoren bezieht, um den projektierenden Ingenieur in den Stand zu setzen, sich über Einzelheiten beim Vergleich verschiedener Konstruktionen ein Urteil bilden zu können.

a) Der mechanische Aufbau. Bei Maschinen kleiner und mittlerer Leistung mit Ausnahme der Turbogeneratoren sind die Lager in Form von Schilden beiderseitig an das Gehäuse angebaut. Die Schmierung ist als Ringschmierung ausgebildet. Der Antrieb erfolgt wiederum entweder unter Zwischenschaltung einer elastischen Kupplung unmittel-

bar von der Antriebsmaschine oder durch Riemenübertragung, wobei in letzterem Falle je nach der Größe der Maschine und der Drehzahl die Riemenscheibe entweder auf dem Wellenstumpf fliegend aufgesetzt oder zwischen zwei Lagern (Dreilagerausführung) eingebaut wird.

Bei sehr großen Maschinen und bei Turbogeneratoren ist der Aufbau wesentlich anders[1]).

Der Stator oder Ständer besteht aus dem aktiven Eisenkörper und einem zur Aufnahme desselben dienenden Gehäuse. Der Eisenkörper, auch Ankerring genannt, wird aus dünnen, einseitig mit Papier beklebten Blechen zusammengesetzt, um die Wirbelstromverluste zu verringern, und zwar erhalten diese Bleche entweder eine geschlossene Ringform bei kleineren Maschinen oder bei großen Maschinen Segmentform. Im letzteren Falle werden sie so aufeinander geschichtet, daß sich die einzelnen Lagen überlappen. Das Ganze wird durch starke Druckplatten und durch isolierte Stahlbolzen zusammengehalten und mit dem Gehäuse verschraubt.

Zur Erzielung einer guten Belüftung des Statorinneren und der in diesem liegenden Wicklungen sind die Bleche in einzelne Pakete unterteilt, die durch eingelegte Stege voneinander getrennt werden. Dadurch werden dann eine Anzahl von Luftkanälen gebildet, durch welche die vom Rotor oder Läufer angesaugte Luft zwecks Kühlung des Ankereisens und der Wicklung hindurchgetrieben wird. Je länger das Blechpaket ist, um so größer ist die Anzahl der Luftschlitze. Über die Belüftung des Maschineninneren wird auch noch im 40. Kap. gesprochen werden, da von dieser die Größe, Leistungsfähigkeit und Lebensdauer der Maschine abhängt, und außerdem zu berücksichtigen ist, daß die Maschinen unter Umständen mehr als eine Woche ununterbrochen im Betriebe sein müssen. Besonders bei Turbogeneratoren spielt die Belüftung des Statorinnern wegen der außerordentlich kleinen Abkühlungsflächen eine ausschlaggebende Rolle.

Umschlossen und getragen wird das ganze Blechpaket zumeist von einem gußeisernen Gehäuse, das je nach der Größe der Maschine und den besonderen Bedingungen hinsichtlich der Einzelgewichte mehrteilig ausgeführt wird. Der obere Teil des Gehäuses erhält angegossene Füße, die entweder unmittelbar fundamentiert werden oder auf einer Grundplatte bzw. einem Grundrahmen ruhen.

Die Statorwicklung liegt in Nuten im Ankerringe, die entweder halbgeschlossen oder offen hergestellt werden.

Die Entscheidung über die zweckmäßigste Nutenform muß dem Konstrukteur überlassen bleiben. Maßgebend dafür sind neben rein elektrischen Verhältnissen aber auch Angaben, die der projektierende Ingenieur machen muß, und zwar beziehen sich letztere in der Haupt-

[1]) Siehe Buchta: Generatoren für Wasserkraftanlagen nach Ausführungen der Siemens-Schuckert-Werke. EKB. 1912, Heft 29 und 30. — G. Lewinnez: A. E. G. Drehstrommaschinen für direkte Kupplung mit Wasserturbinen. EKB. 1912, Heft 29. — R. Pohl: Große amerikanische Drehstrom-Turbodynamos. ETZ. 1914, Heft 7.

sache auf die Forderungen des Wirkungsgrades, der Geräuschbildung und des leichten Auswechselns einzelner Spulen. Wird insbesondere das letztere nicht ausdrücklich gewünscht, so ist der halbgeschlossenen Nut der Vorzug zu geben, da bei offenen Nuten der Wirkungsgrad und die Erwärmung in ungünstiger Weise beeinflußt werden, und unter Umständen ein stärkeres Geräusch beim Laufen der Maschinen (sog. Heulen) auftreten kann.

Die halbgeschlossene Nutenform hat aber gegenüber diesen Vorteilen den Nachteil, daß bei Wicklungsdurchschlägen eine schnelle Reparatur nicht möglich ist, weil eine neue Spule erst nach Entfernen der alten durch das Hineinwickeln in die Nuten hergestellt werden kann.

Bei den offenen Nuten, die durch seitlich eingeschobene Federn aus nicht leitenden Materialien verschlossen werden, ist dieser Nachteil vermieden. Der Ersatz einer neuen Spule kann dann ohne Demontage des Rotors in der Weise vorgenommen werden, daß nur ein oder mehrere Pole des Rotors abgezogen werden, um den erforderlichen Platz zu gewinnen. Bei den offenen Nuten ist allerdings zu fürchten, daß die Zähne der äußersten Bleche abspringen und dann zu Wicklungsverletzungen Veranlassung geben. Es ist daher ganz besonders darauf zu achten, daß die Zähne durch starke, genügend weit heruntergeführte Druckplatten geschützt werden.

Bei ganz großen Maschinen läßt sich aber auch bei offenen Nuten der Wirkungsgrad und die Erwärmung auf dieselben Werte bringen wie bei den halbgeschlossenen Nuten.

Zum Schutze der Wicklungsköpfe werden bei langsamlaufenden Maschinen gußeiserne sog. Schutzschilde am Statorgehäuse angebracht, die im Handbereich derart ausgeführt sein müssen, daß auch ein unbeabsichtigtes Hineingreifen in die Wicklungen unmöglich ist. Bei Turbogeneratoren wird das Gehäuse seitlich vollständig geschlossen, um der Kühlluft die richtigen Bahnen zu geben, und nur Revisionsklappen vorgesehen, die aber ebenfalls verschließbar sind.

Eine Forderung von besonderer Bedeutung ist hinsichtlich der Wicklungsausführung noch die, daß die Wicklungsköpfe, d. h. derjenige Teil der Wicklungen, der aus dem Blechpaket beiderseitig heraustritt, gegen mechanische Beanspruchungen sicher befestigt sind, denn bei Kurzschlüssen treten infolge magnetischer Kräfte derartige mechanische Beanspruchungen der Wicklungsköpfe ein, daß eine Verlagerung der Wicklungen und Verschiebungen der einzelnen Leiter gegeneinander die Folge sein können. Dadurch wird natürlich die Isolation beschädigt und die Statorwicklung unter Umständen vollständig zerstört. In Fig. 246 ist der Stator eines Drehstromturbogenerators mit Stabwicklung in halbfertigem Zustande und in Fig. 247 nach Versteifung der Wicklungsköpfe abgebildet, woraus die mechanische Ausführung ohne weiteres zu erkennen ist.

Die Isolierung der Wicklungen richtet sich natürlich nach der Höhe der Spannung. Die Verbandsvorschriften haben besondere Nor-

malien für die elektrische Beanspruchung der Isolationsmaterialien aufgestellt, die in Deutschland stets zugrunde gelegt werden.

Die Anschlußklemmen für die Ableitung des Stromes werden am unteren Teil des Gehäuses angebracht, weil die Verbindungsleitungen zwischen Generator und Schaltanlage stets unterirdisch verlegt werden. Sehr von Vorteil ist es, bei den Drehstrommaschinen zu ver-

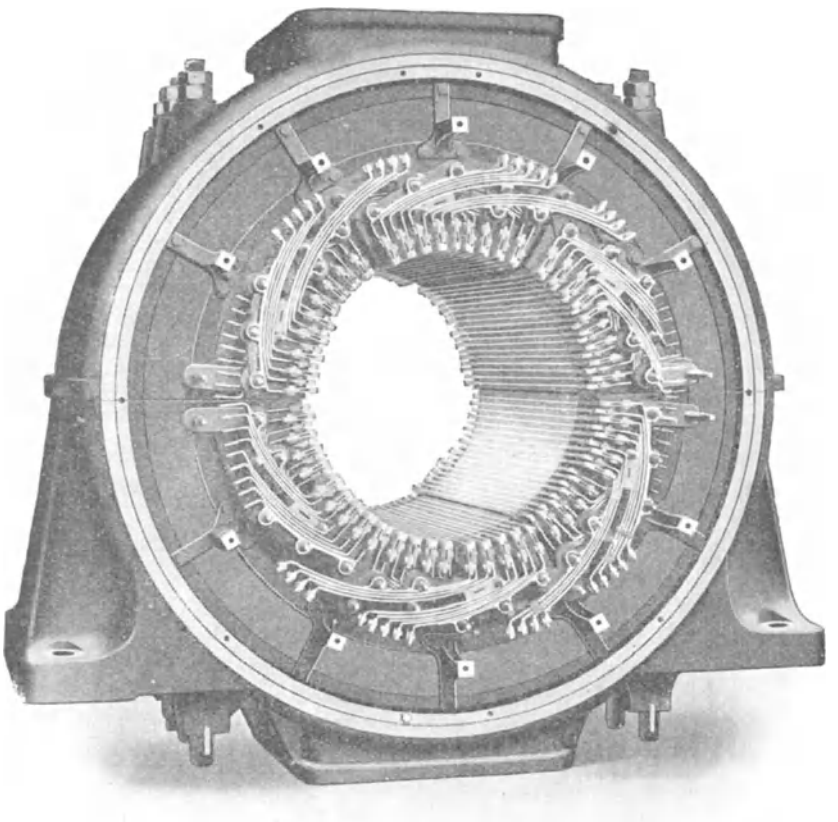


Fig. 246. Stator eines Drehstrom-Turbogenerators der S. S. W. mit Stabwicklung, im halbfertigen Zustande.

langen, daß bei Sternschaltung der Statorwicklung der neutrale Punkt ebenfalls zu einer Anschlußklemme herausgeführt ist.

Der Rotor oder Läufer trägt die bei den langsamlaufenden Maschinen ausgeprägten Pole, die je nach der Größe der Maschine und nach der Höhe der Drehzahl entweder aufgeschraubt, schwalbenschwanzförmig eingesetzt oder angegossen sind.

Rotor und Pole aus einem Stück herzustellen ist dann nicht empfehlenswert, wenn es sich um hohe Umfangsgeschwindigkeiten

handelt, weil nie mit völliger Zuverlässigkeit angenommen werden kann, daß der Guß ohne jeden inneren Fehler ist. Letztere können aber bei plötzlicher Drehzahlsteigerung die Ursache zum Abschleudern einzelner Teile und dann zur Zerstörung der Maschine und der Gefährdung des Maschinenraumes sein. Die Polschuhe werden ebenfalls zumeist aufgeschraubt. Ihre Form und ihre sonstige konstruktive

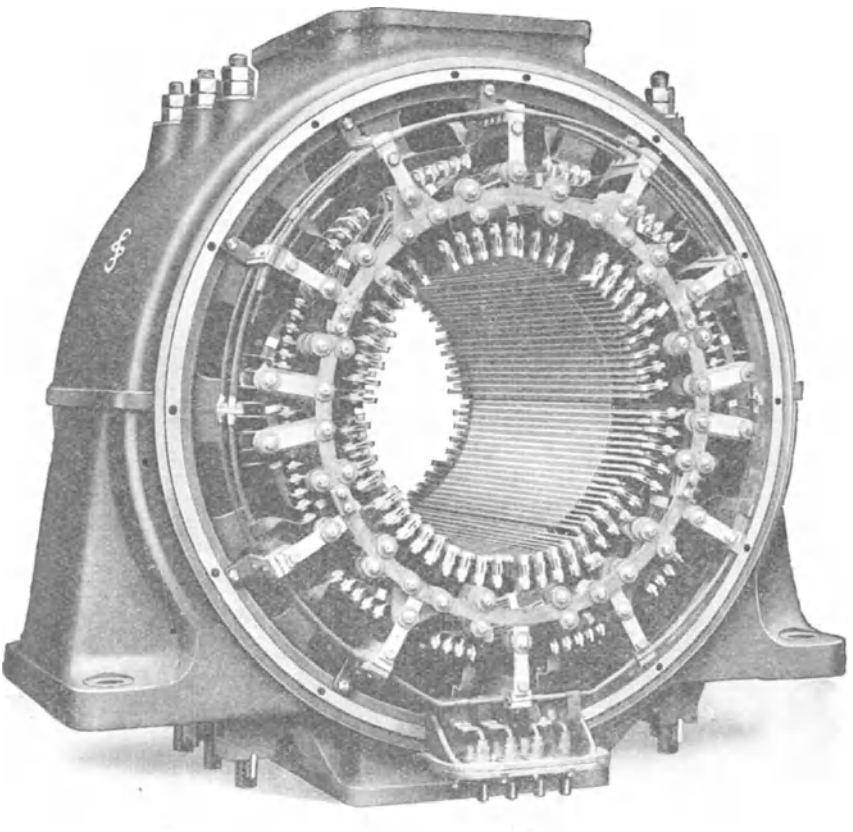


Fig. 247. Stator eines Drehstrom-Turbogenerators der S. S. W. mit Stabwicklung, nach Versteifung der Wicklungsköpfe.

Durchbildung (schräggestellte Polschuhe, teilweise oder ganze Lamellierung) muß durch den Konstrukteur bestimmt werden. Seitens des projektierenden Ingenieurs ist dabei die Forderung zu stellen, daß die Kurven für Strom und Spannung sinusförmig verlaufen. Bei anderen Formen für letztere besteht die Gefahr von Überspannungserscheinungen, Resonanzbildung usw., wodurch die Betriebssicherheit der Maschine unter Umständen außerordentlich stark beeinflußt werden kann. Als praktisch befriedigend hat sich herausgestellt, daß im Höchstfalle

eine Abweichung im Verlauf der Kurven gegenüber der reinen Sinusform von 5% zuzulassen ist.

Daß der Rotor namentlich bei großer Polzahl ebenfalls mit Belüftungsschlitzen zur Kühlung der Wicklungen der Pole versehen sein muß, ist besonders zu beachten.

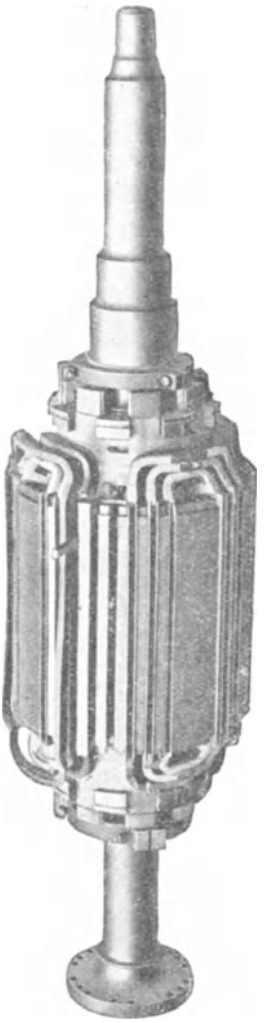


Fig. 248. Rotor eines Turbogenerators der S. S. W. im halbfertigen Zustande.



Fig. 249. Rotor eines Turbogenerators der S. S. W. im fertigen Zustande, mit Anker der Erregermaschine und Schleifringen.

Dienen als Antriebsmaschinen Gasmotoren oder Kolbendampfmaschinen (letztere werden heute kaum mehr für große Maschinenleistungen benutzt), so kann das für einen guten Parallelbetrieb (siehe S. 297) erforderliche Schwunggewicht im Rotor unmittelbar untergebracht werden; es entfällt dann also ein besonderes Schwungrad, was z. B. bei Gleichstrommaschinen erforderlich ist.

Schließlich kann der Rotor noch mit einem Zahnkranz versehen werden, um bei Kurbelantriebsmaschinen das Einstellen der Kurbeln für einen sicheren Anlauf zu ermöglichen. Alsdann benutzt man zum Drehen des Rotors eine besondere entweder von Hand oder durch einen Elektromotor betätigte Andrehvorrichtung.

Die Erregerwicklung wird bei großen Maschinen fast ausschließlich aus Flachkupfer hergestellt, das hochkantig gewickelt wird. Bei dieser Art der Spulenausführung kommt die Erregerwicklung unmittelbar mit der Kühlluft in Berührung, gestattet also eine vorzügliche Wärmeableitung und ferner eine sehr gedrängte Bauart bei gleichzeitiger hoher Festigkeit. Die Zuführung des Gleichstromes zur Erregerwicklung erfolgt durch Schleifringe, die auf der Welle befestigt sind.

Bei Turbogeneratoren wird der Läufer entweder aus Blechen zusammengesetzt, die auf die Welle aufgepreßt werden, oder aus Siemens-Martin-Stahl flüssig gepreßt und mit der Welle in einem Stück geschmiedet. Diese letztere Ausführung hat den besonderen Vorteil, daß das Material in bezug auf Gleichmäßigkeit der Struktur den höchsten Anforderungen entsprechend hergerichtet werden kann.

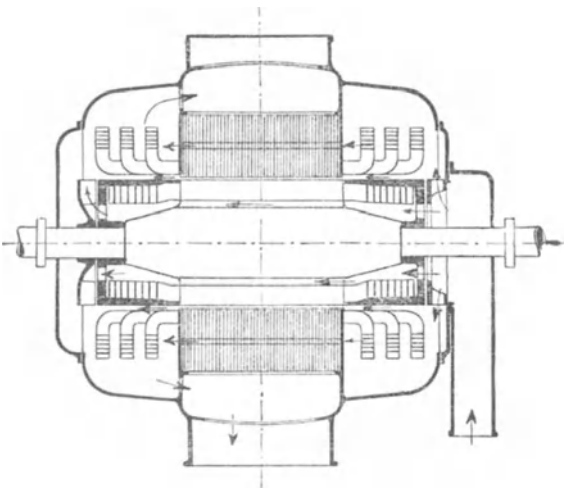


Fig. 250. Führung der Kühlluft im Rotor und Stator eines Turbogenerators der S. S. W.

Ausgeprägte Pole werden infolge der hohen Umfangsgeschwindigkeiten bei den Turbogeneratoren nicht angewendet, sondern die Erregerwicklung liegt in einer Reihe von Nuten, wie das aus Fig. 248 ersichtlich ist. Die Nuten werden eingehobelt, und zwar so tief, daß sie nicht vollständig von der Erregerwicklung ausgefüllt werden. Der untere Teil jeder Nut bildet vielmehr einen Ventilationskanal in axialer Richtung für die Kühlung der Erregerspulen.

Die Sicherung der Wicklungsköpfe der Erregerwicklung gegen die außerordentlich hohen Beanspruchungen durch die Zentrifugalkraft erfolgt entweder durch Stahldrahtbewicklung oder z. B. bei den S. S. W.-Generatoren durch aufgeschobene geschmiedete Metallkappen (Fig. 249).

Infolge des gedrungenen Baues der Turbogeneratoren werden stets zwecks kräftiger Belüftung des Maschineninneren Ventilatoren eingebaut, wie das aus Fig. 250 ersichtlich ist, und zwar zumeist ein Ventilator zum Ansaugen der Kühlluft an der Stirnseite und ein zweiter Ventilator an der entgegengesetzten Seite ausgebildet als Druckventi-

lator zur Weiterbeförderung der Kühlluft nach den Statorwicklungen und dem Blechpaket.

Die Lager werden in der Regel als Bocklager ausgeführt. Für ihre Beurteilung gilt, daß sie leicht bedienbar und kontrollierbar sein müssen, daß ferner eine genügende Wärmeableitung vorhanden ist, die bei sehr großen Maschinen nicht mehr allein durch die Ringschmierung zu ermöglichen ist. Man muß dann entweder Preßölschmierung oder Wasserkühlung der Lagerschalen anwenden. Werden derartige zusätzliche Lagerschmier- und -kühlformen benutzt, so ist jedenfalls diejenige Ausführung die vorteilhafteste, bei der das im Lagerkörper untergebrachte Öl mittels Kühlschlangen rückgekühlt wird. Als selbstverständlich gilt ferner, daß ein Ölspritzen aus den Lagern unter keinen Umständen eintreten darf, da sonst die Maschinenwicklungen leiden könnten.

b) Der elektrische Aufbau. α) Die Arbeitsweise. Die elektrische Leistung, die ein Generator zu erzeugen hat, ist bekanntlich nicht wie bei Gleichstrom gegeben durch das Produkt aus Stromstärke und Spannung, sondern es muß außerdem noch die Schaltung (Ein-, Zwei- oder Dreiphasen) und der Leistungsfaktor berücksichtigt werden. Da die Stromstärke und die Klemmenspannung bekannt sind, so ist die Nutzleistung:

bei Einphasenstrom:

$$L_n = \frac{E_k \cdot J \cdot \cos\varphi}{1000} \text{ KW}, \tag{188}$$

bei Dreiphasenstrom:

$$L_n = \frac{\sqrt{3} \cdot E_k \cdot J \cdot \cos\varphi}{1000} \text{KW} \tag{189}$$

und die Antriebsleistung bei unmittelbarer Kupplung zwischen Generator und Antriebsmaschine:

bei Einphasenstrom:

$$L_{\text{PS}} = \frac{E_k \cdot J \cdot \cos\varphi}{736 \cdot \eta_G} \text{PS}, \tag{190}$$

bei Drehstrom:

$$L_{\text{PS}} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_k \cdot J \cdot \cos\varphi}{736 \cdot \eta_G} \text{PS}, \tag{191}$$

worin η_G den Wirkungsgrad des Generators bei dem betreffenden $\cos\varphi$ bezeichnet. Bei der Ermittlung desselben ist zu beachten, ob die Erregermaschine angebaut ist, also mitbetrieben werden muß, oder ob Fremderregung von einem besonderen Erregeraggregate in Frage kommt. Handelt es sich um Riemen- oder Seilübertragung, so ist der Verlust in dieser (etwa 3 : 5%) ebenfalls zu berücksichtigen.

Hinsichtlich des Wirkungsgrades bei Einphasengeneratoren ist noch zu bemerken, daß derselbe schlechter ist als bei Drehstrom, gleiche Leistung vorausgesetzt. Außerdem werden die Einphasenmaschinen wiederum bei gleicher Leistung gegenüber Drehstrom etwa um 25÷30% größer, demnach auch teuerer und schwerer. Diese Umstände, zusammen

mit den im I. Bd. geschilderten Nachteilen der Einphasenmotoren (Preis, Gewicht und Abmessungen, Anlaßverhältnisse usw.) an sich waren bisher die Ursache, daß dem Drehstrome für die Zwecke der Kraftübertragung der Vorzug gegeben worden ist.

Der Zweiphasenstrom wird nicht weiter behandelt, da derselbe heute wohl kaum mehr zur Anwendung kommt.

Bei der Festsetzung der Generatorleistung sind auch Vorschriften zu machen über die Überlastung und die Erwärmung; für Deutschland gelten, wie bereits auf S. 272 erwähnt, die Vorschriften des V. D. E. Müssen die Maschinen unter ungünstigen äußeren Temperaturverhältnissen arbeiten z. B. in heißen Gegenden (Tropen), unter Tage usw., und besteht nicht die Gewißheit, daß entweder die die Maschinen umgebende Luft also die Luft im Maschinenraume oder bei Fremdbelüftung (siehe S. 551) die den Maschinen unmittelbar zugeführte Luft stets genügend kühl zur Verfügung steht, so ist bei der Dauerleistung einerseits und der Überlastungsfähigkeit andererseits ganz besonders auf die Erwärmung der Maschinen Rücksicht zu nehmen, da bei Nichtbeachtung dieses Umstandes eine Beschädigung der Wicklungen durch Austrocknen der Isolation u. dgl. und damit die Gefahr des Durchschlages entsteht. Jedenfalls muß in derartigen Fällen der Maschinenkonstrukteur besonders aufmerksam gemacht werden.

Die Spannungsänderung ist bei den Wechselstrommaschinen keine eindeutige Größe. Dieselbe hängt ab von dem Leistungsfaktor, d. h. also ob der Generator induktionsfrei oder induktiv belastet ist. Es muß infolgedessen stets der $\cos\varphi$ mit angegeben werden. Für gewöhnlich beträgt die Spannungsänderung bei $\cos\varphi = 1$ etwa $7 \div 8\%$ und bei $\cos\varphi = 0{,}8$ etwa $18 \div 20\%$. Es ist namentlich der letztere Wert von besonderer Bedeutung für alle solche Anlagen, die mit häufig wechselnder Belastung arbeiten wie z. B. Überlandzentralen. Um in derartigen Fällen die Sammelschienenspannung konstant zu halten, ist auch hier der Einbau von Eil- oder Schnellreglern sehr empfehlenswert. Je kleiner die Spannungsänderung ist, um so günstiger ist die Regelfähigkeit des Generators. Die Verstellung des Erregerreglers wirkt dann schnell und ohne Stöße auf die Spannung. Es ist also auch die Regelung für die Güte eines Generators in elektrischer Beziehung von Bedeutung.

Wohl zu beachten ist schließlich noch, daß mit der Verringerung der Spannungsänderung die Höhe des Kurzschlußstromes zunimmt, was einen stärkeren mechanischen Aufbau der Statorwicklung zur Folge hat.

Die Erregung. Über die verschiedenen Ausführungen der Stromlieferung für die Erregung durch angebaute oder getrennte Erregermaschinen ist im I. Bd., S. 121, bei den Synchronmotoren bereits gesprochen worden; es gilt selbstverständlich das dort Gesagte für die Synchrongeneratoren sinngemäß. Als besondere Abweichung ist nur zu erwähnen, daß bei getrennten Erregermaschinen der Antrieb derselben in Kraftwerken zumeist nicht durch Elektromotoren, sondern z. B. bei Wasserkraftanlagen durch Wasserturbinen erfolgt. Hier ist

unter Umständen die getrennte, für mehrere Generatoren ausreichende Erregermaschine günstiger, sofern die Antriebsmaschinen oder Hauptgeneratoren mit kleiner Drehzahl laufen, weil dann die angebauten Erregermaschinen verhältnismäßig groß und teuer ausfallen. Bei Turbogeneratoren dagegen werden in der Mehrzahl der Fälle unmittelbar angebaute Erregermaschinen vorgezogen, weil infolge der hohen Drehzahl der Generatoren die Erregermaschinen sehr klein und billig werden, und die Aufstellung einer oder mehrerer besonderer Erregeraggregate wesentlich teurer wird, ohne dagegen nennenswerte Vorzüge zu bieten. Nur als Reserve wäre in größeren Kraftwerken ein Motorgenerator vorzusehen.

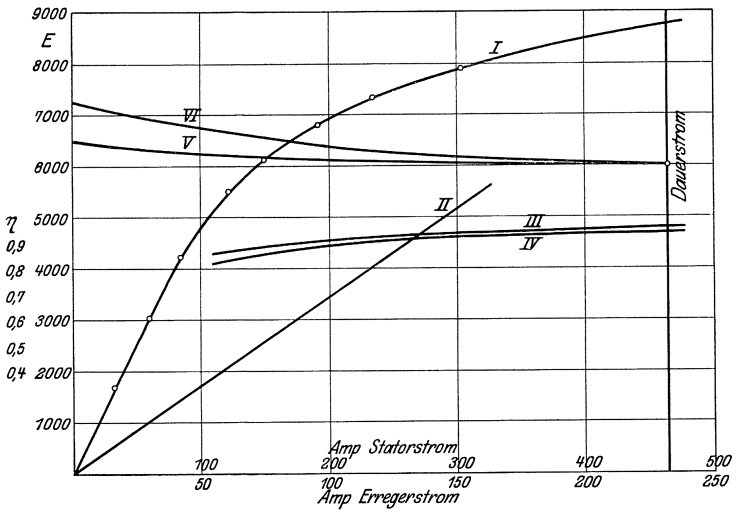


Fig. 251. Charakteristische Kurven des Drehstrom-Synchrongenerators.

Kurve I Leerlaufscharakteristik,
„ II Kurzschlußcharakteristik,
„ III Wirkungsgradkurve bei $\cos\varphi = 1$,
„ IV Wirkungsgradkurve bei $\cos\varphi = 0{,}8$,
„ V Spannungserhöhung bei $\cos\varphi = 1$,
„ VI Spannungserhöhung bei $\cos\varphi = 0{,}8$.

Für die Bestimmung der notwendigen Erregerenergie ist es ebenfalls erforderlich, den $\cos\varphi$ anzugeben und zwar wenn möglich in den etwa zu erwartenden Grenzen (etwa zwischen 1 und 0,8) und ferner die Spannungsregelung, sowie die Überlastbarkeit, damit z. B. bei angebauten Erregermaschinen kein zu kleines Modell genommen wird. Je geringer ferner die Zunahme der Erregerenergie zwischen Leerlauf und Vollast ist, um so günstiger ist der Wechselstromgenerator elektrisch beschaffen.

Die Erregerspannung ist nicht willkürlich wählbar. Bei kleinen Maschinen bewegt sie sich etwa in den Grenzen von 65÷110 Volt, bei großen Generatoren zwischen 110 und 220 Volt. Es sind aus leicht er-

klärlichen Gründen (Ladung einer vorhandenen Akkumulatorenbatterie, die auch zu Beleuchtungszwecken benutzt wird, Speisung von Lampen in Maschinenraum, Bureau, Hofbeleuchtung u. dgl.) wenn irgend möglich 220 Volt zu benutzen.

β) Die charakteristischen Kurven. Ähnlich wie für die Gleichstromgeneratoren sind in Fig. 251 auch für einen Drehstrom-Synchrongenerator die charakteristischen Kurven dargestellt. Zu der Leerlaufscharakteristik ist noch die Kurzschlußcharakteristik gezeichnet, aus der festgestellt werden kann, welcher Strom in den einzelnen Phasen fließt, wenn dieselben durch Stromzeiger von gleichem inneren Widerstande kurzgeschlossen sind, und die Erregung bei unveränderter Drehzahl der Maschine geändert wird. Aus dem Verlauf dieser Kurve können indessen keine Schlüsse daraufhin gezogen werden, welcher Kurzschlußstrom z. B. auftritt, wenn der Generator plötzlich bei voller Erregung kurzgeschlossen wird. Der erste dann auftretende Stromstoß übersteigt den normalen Kurzschlußstrom um ein Vielfaches; J_k fällt dann aber sehr rasch auf den normalen Wert, der etwa gleich dem 3÷5fachen Werte des Vollaststromes ist.

Die Kurven für die Spannungserhöhung sind in Fig. 251 entgegen der Darstellung bei den Gleichstromgeneratoren ausgehend von der normalen Klemmenspannung bei Vollast, gezeichnet und zwar entsprechend den Angaben auf S. 295 bei zwei Leistungsfaktoren ($\cos\varphi = 1$ und 0,8). Das letztere gilt auch für die Wirkungsgradkurven.

γ) Der Parallelbetrieb[1]). Hinsichtlich des Parallelbetriebes mehrerer Generatoren innerhalb eines Kraftwerkes und, wie es neuerdings häufiger geschieht, verschiedener räumlich weit getrennter Kraftwerke liegen die Verhältnisse nicht ebenso einfach wie bei den Gleichstromgeneratoren. Es sind hier vielmehr eine große Zahl von Umständen zu berücksichtigen. So muß dem Konstrukteur der Generatoren zunächst bekannt sein, welcher Art die Antriebsmaschine ist (Kolbendampfmaschine, Gasmotor, Dieselmotor, Wasserturbine, Antrieb von einer Transmission u. dgl.). Um einen einwandfreien Parallelbetrieb zu erreichen, muß bei Kolbenmaschinen und Wasserturbinen ein bestimmtes Schwungmoment (G. D.[2]) vorhanden sein, das bei den Kolbendampfmaschinen und den Gasmotoren einen Ungleichförmigkeitsgrad in der Regel zwischen $^1/_{250}$ bis $^1/_{300}$ zu erreichen gestattet. Die Wechselstromgeneratoren haben dabei den Vorteil, daß, wie bereits auf S. 292 gesagt, das Schwungmoment in dem Läufer untergebracht werden kann. Die Höhe des Schwungmomentes muß stets von der Elektrizitätsfirma angegeben werden. Daraus kann dann der Lieferant der Antriebsmaschine bestimmen, wie groß im ungünstigsten Falle der Ungleichförmigkeitsgrad der betreffenden Antriebsmaschine sein wird.

---

[1]) Dr.-Ing. K. Czeija: Was kann der Elektriker, der Maschinenbauer und der Betriebsleiter zur Erreichung störungsfreier Parallelbetriebe beitragen? ETZ. 1912, S. 179 und 212.

Während einer Umdrehung schwankt bei einer Kolbenmaschine die Geschwindigkeit innerhalb zweier Grenzen, und zwar ist der Ungleichförmigkeitsgrad gegeben durch die Gleichung:

$$\delta = \frac{\omega_2 - \omega_1}{\omega_m}, \tag{192}$$

worin:

ω_1 die kleinste Winkelgeschwindigkeit,
ω_2 die größte Winkelgeschwindigkeit,
ω_m die mittlere Winkelgeschwindigkeit,

während einer Umdrehung bezeichnet. Neben diesem Ungleichförmigkeitsgrade ist noch die Unempfindlichkeit des Regulators der Antriebsmaschine also dessen Trägheit zu berücksichtigen. Der Parallelbetrieb und insbesondere die Verteilung der Belastung auf die einzelnen parallel arbeitenden Maschinen erfolgt um so genauer, je mehr sich der Unempfindlichkeitsgrad des Regulators dem Ungleichförmigkeitsgrade nähert. Auch die Änderung der Drehzahl der Antriebsmaschine bei Belastungsänderungen ist zu berücksichtigen, da damit stets eine Spannungsänderung verbunden ist. Die Regulierung muß derart gut erfolgen, daß die Drehzahländerung von Leerlauf auf Vollast höchstens $3 \div 6\%$ beträgt. Schließlich sei bemerkt, daß eine langsamlaufende Maschine mit vielen Polen einen kleineren Ungleichförmigkeitsgrad nötig hat, als eine Maschine mit wenigen Polen.

Dienen Gasmotoren als Antriebsmaschinen, so spielt auch die Taktzahl eine Rolle. Ferner müssen diese so gebaut sein, daß keine Aussetzer oder Fehlzündungen, weder bei Belastung noch bei Leerlauf vorkommen, da anderenfalls ein „Außertrittfallen" des Wechselstromgenerators (siehe I. Bd., S. 133) eintreten kann.

Wird der Riemen- oder Seilantrieb benutzt, so soll der Ungleich förmigkeitsgrad bei einer Kurbelmaschine etwa 1 : 150 betragen.

Müssen andererseits zu bereits vorhandenen Maschinen neue Maschinen aufgestellt werden, so müssen dem Konstrukteur der Generatoren genaueste Angaben über die bereits arbeitenden Maschinen gemacht werden und zwar hinsichtlich der Antriebsverhältnisse an sich (unmittelbare Kupplung oder Riemenantrieb), der Art und Größe der Antriebsmaschinen (Dampfturbinen, Wasserturbinen, Gasmaschinen), ferner ob die bereits laufenden Maschinensätze unter sich gut parallel arbeiten. Auch die charakteristischen Kurven der bereits vorhandenen Maschinen sollten tunlichst zur Verfügung gestellt werden.

Handelt es sich um die Errichtung eines neuen Kraftwerkes, das mit einem räumlich weit entfernt liegenden alten Kraftwerke parallel arbeiten soll, so sind neben diesen Angaben auch noch solche über die Betriebsverhältnisse (Belastungsschwankungen, Spannungsregelung) und die Art der verbindenden Fernleitung bekannt zu geben.

Noch weiter auf den Parallelbetrieb einzugehen, würde zuweit führen. Jedenfalls sind in den letzten Jahren so eingehende Studien über alle hierauf Bezug habenden Vorgänge, die gerade beim Parallelbetriebe

von Wechselstromgeneratoren sehr verwickelter Natur sind, vom Maschinenbau und der Elektrotechnik angestellt worden, daß mit gutem Recht behauptet werden kann, daß die Schwierigkeiten als völlig überwunden anzusehen sind.

Über das Parallelschalten von Synchrongeneratoren an sich wird erst auf S. 435 ausführlich gesprochen.

19. Der Mehrphasen-Asynchrongenerator.

α) Die Arbeitsweise. Wird, wie im I. Bd., S. 82, bereits gesagt und dortselbst in Fig. 72 dargestellt, ein asynchroner Drehstrommotor durch eine äußere Kraft also eine Antriebsmaschine (Dampfmaschine, Wasserturbine usw.) im Motordrehsinne über seine synchrone Drehzahl angetrieben, so ist er imstande, elektrische Energie zu liefern, wenn ihm eine bestimmte Spannung aufgedrückt wird. Man nennt dann eine solche Maschine einen Asynchrongenerator. Der zu seiner Erregung notwendige Strom, der ein reiner wattloser Strom ist, muß von einem Synchronmotor, einem Synchrongenerator oder einem Einankerumformer geliefert werden. Der vom Asynchrongenerator erzeugte also ins Netz gelieferte Strom ist dagegen ein reiner Wattstrom und bei gegebener Spannung und Frequenz des Netzes für eine bestimmte Leistung der Antriebsmaschine konstant.

Die besonderen Vorzüge der Asynchrongeneratoren sind folgende: Fortfall der besonderen Erregermaschine, einfachste mechanische und elektrische Bauart, da der Asynchrongenerator mit Kurzschlußanker ausgeführt wird; leichteste Inbetriebsetzung, da beim Einschalten die Übereinstimmung von Spannung und Phasenfolge nicht herbeigeführt zu werden braucht; geringste Zahl von Instrumenten und Apparaten (nur Stromzeiger und selbsttätige Schalter) und daher einfachste und billigste Schaltanlage; geringerer Preis der Gesamtinstallation von Asynchrongeneratoranlagen gegenüber solchen mit Synchrongeneratoren; billige Bedienung; Regelung der Spannung, Erregung und Geschwindigkeit der Antriebsmaschinen nur von einer Stelle und zwar von dort, wo die Synchronmaschinen aufgestellt sind.

Als Nachteile, die sich allerdings auf das ganze Stromerzeugungssystem beziehen, sind zu nennen: der geringe Leistungsfaktor also die schlechte Ausnutzbarkeit der zur Erregung benutzten Synchrongeneratoren, da dieselben wattlose Ströme zu liefern haben. Der Leistungsfaktor wird natürlich noch um so schlechter, je geringer die Belastung des Synchrongenerators zu der der mitarbeitenden Asynchrongeneratoren ist.

Bei der Projektbearbeitung sind für das Zusammenarbeiten von Asynchron- und Synchrongeneratoren zwei Möglichkeiten zu unterscheiden:

a) die Synchrongeneratoren dienen lediglich dazu, die für die Asynchrongeneratoren erforderliche Erregerenergie zu erzeugen;
b) die vom Netz verlangte Energie ist sowohl von Synchron- als auch von Asynchrongeneratoren zu liefern.

Es soll nun an Hand einiger kurzer rechnerischer Entwicklungen gezeigt werden, nach welchen Gesichtspunkten die Generatoren zu wählen sind.

Bezeichnet:

E_k die Sammelschienen- oder Klemmenspannung in Volt,
J_N die Nutzstromstärke des Netzes,
$\cos\varphi_N$ Leistungsfaktor des Netzes, gemessen an den Sammelschienen,
$J_{E,As}$ die Erregerstromstärke des Asynchrongenerators,
J_{As} die vom Asynchrongenerator zu liefernde Stromstärke,
$\cos\varphi_{As}$ Leistungsfaktor des Asynchrongenerators,
$J_{w,s}$ die Wattkomponente des vom Synchrongenerator gelieferten Stromes,
$J_{wl,s}$ die wattlose Komponente desselben,
$\cos\varphi_s$ Leistungsfaktor des Synchrongenerators,

so ist im Fall a) bei der vom Netz verlangten Leistung:

$$L_N = E_k \cdot J_N \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi_N$$

die Erregerstromstärke für einen Asynchrongenerator:

$$J_{E,As} = J_{As} \cdot \sin\varphi_{As} + J_N \cdot \sin\varphi_N \,. \tag{193}$$

Es ist ferner die Nutzstromstärke des Netzes gleich der Wattkomponente der von dem Asynchrongenerator zu liefernden Stromstärke also:

$$J_N \cdot \cos\varphi_N = J_{As} \cdot \cos\varphi_{As} \,,$$

und daraus folgt unter Benutzung der Gl. (193) die vom Synchrongenerator zu erzeugende Stromstärke:

$$J_{E,As} = J_{As}(\sin\varphi_{As} + \cos\varphi_{As} \cdot \operatorname{tg}\varphi_N) \,. \tag{194}$$

Mit dieser Gl. (194) lassen sich alle Erregerstromstärken für die verschiedensten Werte von φ_{As} und φ_N berechnen, also schon bei der Projektierung voraussagen, wie sich der Betrieb gestalten wird.

Für den Fall b) gilt ganz allgemein, daß alle auftretenden Stromstärken in watt- und wattlose Komponenten aufgelöst und gleichwertige Ströme algebraisch addiert werden.

Es ergibt sich also:

die Wattkomponente des vom Netz verlangten Stromes, die von dem Synchron- und dem Asynchrongenerator gleichzeitig gedeckt werden soll, zu:

$$J_N \cdot \cos\varphi_N = J_{w,s} + J_{As} \cdot \cos\varphi_{As} = \frac{L_N}{E_k \cdot \sqrt{3}} + J_{As} \cdot \cos\varphi_{As} \,, \tag{195}$$

während der gesamte wattlose Strom, den der Synchrongenerator erzeugen muß, wiederum durch Gl. (194) gegeben ist. Durch Umrechnung findet man schließlich den Wert des vom Synchrongenerator zu liefernden wattlosen Stromes:

$$J_{wl,s} = J_{E,As} + \frac{L_N}{E_k \cdot \sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_N \,. \tag{196}$$

Ein Beispiel soll das durch Gleichungen Ausgedrückte noch weiter beleuchten.

31. Beispiel. Es betrage die vom Netz verlangte Stromstärke $J_N = 200$ Amp. Davon soll der Asynchrongenerator einen Wattstrom von 100 Amp. decken. Arbeitet das Netz:

mit einem Leistungsfaktor $\cos\varphi_N$	$= 1$	oder	$= 0{,}8$
so ist also zu liefern vom Asynchrongenerator	100		100 Amp.
vom Synchrongenerator	100		60 „
und der gesamte Wattstrom beträgt	200		160 „
der wattlose Strom des Netzes beträgt	—		118 „
Der wattlose Strom des Asynchrongenerators sei	35		35 „
dann ist der wattlose Strom insgesamt	35		153 „
der Synchrongenerator hat also einen			
Gesamtstrom zu liefern von	$\sqrt{100^2 + 35^2} = 106$ Amp.		$\sqrt{60^2 + 153^2} = 194$
und der Leistungsfaktor am Synchron-			
generator beträgt $\cos\varphi_S$	$\frac{100}{106} = 0{,}945$		$\frac{60}{194} = 0{,}31$

β) Das Anwendungsgebiet. Asynchrongeneratoren sind nur in solchen Netzen von Vorteil, die mit dem Leistungsfaktor $\cos\varphi_N = 1$ oder mit phasenvoreilendem Strome arbeiten also dort, wo Synchronmaschinen mitlaufen oder lange Hochspannungskabelstrecken vorhanden sind. Den Betrieb derart zu gestalten, daß nur Asynchrongeneratoren die Energielieferung für das Netz übernehmen, während Synchronmaschinen lediglich zur Erzeugung wattlosen Stromes aufgestellt werden, ist im allgemeinen nicht empfehlenswert. Handelt es sich aber um eine größere Anzahl kleinerer Stromerzeugungsstellen, die parallel arbeiten sollen z. B. bei Ausnutzung mehrerer kleinerer Wasserkräfte, Gruben, Hochofenanlagen u. dgl., dann verlohnt es zumeist doch der Mühe, mit Rücksicht auf die Vorzüge der Betriebseinfachheit und des guten Parallellaufes, diese Form der Krafterzeugung durchzuarbeiten.

In England und den Vereinigten Staaten von Amerika erfreuen sich Asynchrongeneratoren rechter Beliebtheit, während auf dem europäischen Kontinente nur eine Anlage von Bedeutung ausgeführt ist und zwar von Oerlikon[1]). Das hat seinen Grund darin, daß in den anderen Ländern in großen Elektrizitätswerks- und Kraftübertragungsanlagen sehr viele Synchronmotoren, Synchronumformer und Einankerumformer hauptsächlich für Bahnzwecke vorhanden sind, die alle zusammen — dadurch jede Maschine für sich nur unbedeutend — zur Verbesserung des Netzleistungsfaktors herangezogen werden, und es dann nicht viel ausmacht, wenn von solchen Synchronmaschinen auch noch der wattlose Strom für Asynchrongeneratoren miterzeugt wird.

Für die Ausführung von Asynchrongeneratoren ist noch zu beachten, daß dieselben infolge des Kurzschlußläufers für hohe Drehzahlen und für große Leistungen gebaut werden können. Um den eigenen Leistungsfaktor möglichst nahe an $\cos\varphi = 1$ auch bei Teilbelastung heranzubringen, ist kleiner Luftspalt zu wählen. Es ist möglich, mit

[1]) L. Pasching: Die Elektrizitätswerke am Rheintalischen Binnenkanal. ETZ. 1907, Heft 42 und 43.

dem $\cos\varphi$ bis auf 0,95 heraufzukommen. Ferner ist der Ständer mit möglichst geringer Spannung zu betreiben, also der Strom zu transformieren[1]), und tunlichst kleine Frequenz zu benutzen, was aber natürlich nur ganz vereinzelt durchführbar ist.

Als Antriebsmaschinen sind am vorteilhaftesten die Dampfturbinen, weil sie mit sehr hoher Drehzahl laufen. Bei Gasmaschinen, deren Drehzahl sehr gering ist, ist der Leistungsfaktor des Asynchrongenerators schlechter, und zwar weil bei kleiner Drehzahl der Magnetisierungsstrom des Generators höher ist als bei großer Drehzahl.

20. Die Akkumulatoren.

Der Aufbau und die allgemeine Arbeitsweise einer Akkumulatorenbatterie müssen als bekannt vorausgesetzt werden. Das Anwendungsgebiet der Akkumulatoren und ihre Vorzüge bzw. Nachteile sind ebenfalls so allgemein bekannt, daß es sich erübrigt, dieselben eingehender zu behandeln. Das Nachfolgende soll sich daher in der Hauptsache auf die Regelung der Batterie d. h. ihre Ladung und Entladung, sowie auf die Bestimmung der Größe derselben und auf die Anwendung zur Belastungs- und Spannungsregelung in bezug auf die Hauptgeneratoren erstrecken. Jedenfalls hat der große Vorteil der sofortigen Betriebsbereitschaft also der Reserve zusammen mit den heute vorzüglich durchgebildeten und betriebssicheren Regelvorrichtungen die Akkumulatoren zu einer in jedem Kraft- und Umformerwerke fast unbedingt notwendigen Einrichtung gemacht.

Zur Ladung der Batterie ist es notwendig, die Spannung zu erhöhen, und zwar kann das entweder durch Erhöhung der Spannung der Hauptgeneratoren, durch Anwendung besonderer Umschaltungen innerhalb der Batterie oder durch Zusatzmaschinen geschehen. Es ist dabei ferner zu unterscheiden, ob ein oder mehrere Generatoren vorhanden sind, und dabei während der Ladung der Netzbetrieb unterbrochen werden kann oder aufrechterhalten werden muß.

Geschieht die Ladung durch Erhöhung der Generatorspannung oder durch Zusatzmaschinen, so sind die bekannten Zellenschalter notwendig, über die auf S. 380 näher gesprochen werden wird. Dabei kommt es dann noch darauf an, ob der Einfach- oder der Doppelzellenschalter benutzt wird.

a) Ladung der Batterie durch Erhöhung der Generatorspannung. Diese Form der Ladung hat, wenngleich sie hinsichtlich der Anlagekosten für die gesamten Einrichtungen am billigsten ist, einen großen Nachteil, der darin besteht, daß die Generatoren in ihren Abmessungen größer und infolgedessen teuerer ausfallen, weil sie für die Spannungserhöhung eingerichtet sein müssen. Ferner wird ihr Wirkungsgrad bei normalem Betriebe schlechter; außerdem werden die Maschinen, wenn sie gegenüber der Ladeenergie der Batterie für wesentlich größere Lei-

[1]) H. M. Hobart u. E. Knowlton: Der Asynchrongenerator mit Kurzschlußanker. Proc. Am. Inst. El. Eng. **31**, 1045 (1912) und ETZ. 1913, Heft 36, S. 1034.

stungen gebaut sind, während der Ladung schlecht ausgenutzt und unter Umständen auch dem Betriebe auf das Netz entzogen, was z. B. der Fall ist, wenn Einfachzellenschalter benutzt werden.

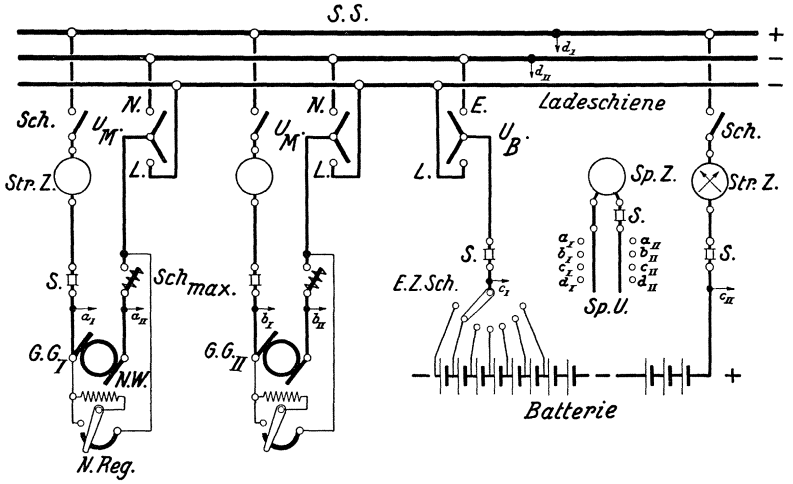


Fig. 252. Zwei Nebenschlußgeneratoren, Batterie mit Einfachzellenschalter und Ladeschiene.

Kommt der Einfachzellenschalter zur Anwendung, und ist nur eine Maschine vorhanden, so ist es nicht ohne weiteres möglich, während der Ladung Strom in das Netz zu liefern. Diese Ausführungsform wird daher nur in kleinen Anlagen und ferner bei den Erregeranlagen für Wechselstromsynchrongeneratoren benutzt. Sie besitzt den Vorteil der geringsten Anlagekosten hinsichtlich der Verbindungsleitungen zwischen Batterie und Zellenschalter und der größten Einfachheit der gesamten Schaltung. In Fig. 252 ist das Schaltbild für ein derartig eingerichtetes Kraftwerk dargestellt.

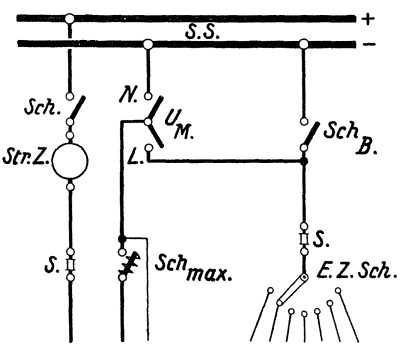


Fig. 253. Batterieladung mit Einfachzellenschalter ohne Ladeschiene.

Die Batterie liegt parallel zu den Generatoren an den Sammelschienen *S.S.* Ist nur ein Generator vorhanden, so muß derselbe durch den einpoligen Umschalter U_M. (Fig. 253) entweder auf die negative Sammelschiene oder auf die Batterie umschaltbar eingerichtet werden. Soll die Batterie geladen werden, so ist U_M. auf den Kontakt *L.* einzustellen und die notwendige erhöhte Spannung durch Änderung der Erregung des Generators herbeizuführen. Der Schalter Sch_B. muß dann geöffnet sein.

Sind mehrere Generatoren vorhanden (Fig. 252), so sind sie sämtlich oder wenigstens zum größten Teil für die zur Ladung der Batterie erforderliche Spannungserhöhung einzurichten, damit genügende Reserve für den Fall vorhanden ist, daß eine der Maschinen defekt wird. Das Schaltbild Fig. 252 läßt ohne besondere Erklärung die erforderlichen Schaltungen und Apparate erkennen. Es empfiehlt sich, in diesem Falle eine dritte Sammelschiene, die sogenannte Ladesammelschiene, vorzusehen.

Soll auch beim Einfachzellenschalter und nur einer Maschine ein Netzbetrieb möglich sein, so ist der Teil der Batterie, der nicht am Zellenschalter liegt, mit der Maschine zu verbinden, und der Zellenschalter dann für die Entladung, also für die Stromlieferung

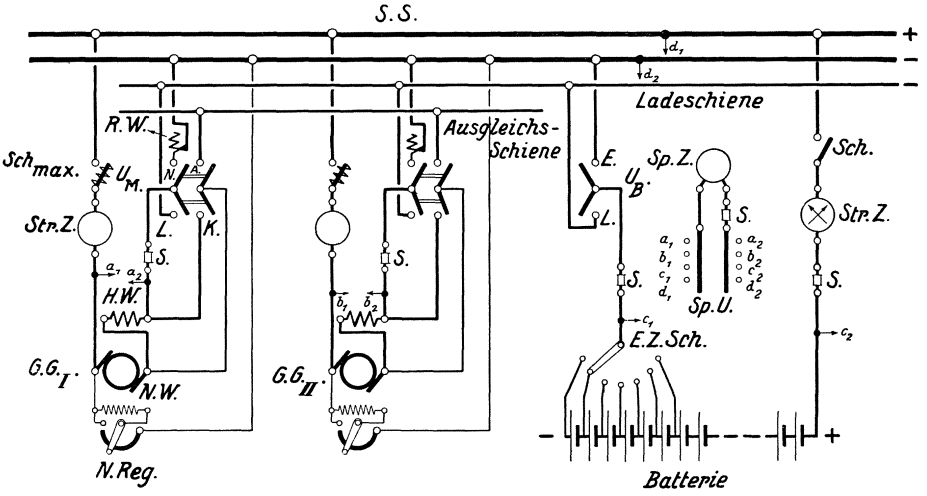


Fig. 254. Zwei Compoundgeneratoren, Batterie mit Einfachzellenschalter und Ladesammelschiene.

auf das Netz zu benutzen. Die Spannung muß somit durch den Zellenschalter auf die erforderliche Höhe eingestellt werden. Diese Schaltungsform hat den großen Nachteil, daß die Zellen unter Umständen von einem größeren Strom durchflossen werden können als ihnen zuträglich ist. Die Folge davon ist eine frühzeitige Zerstörung der einzelnen Batterieelemente. Diese Schaltung muß daher als unvorteilhaft verworfen werden.

Sind die Hauptgeneratoren als Compoundmaschinen ausgeführt, und sollen sie unmittelbar zur Ladung benutzt werden, so ist es nach den Angaben auf S. 287 erforderlich, die Hauptstromwicklung für den Ladebetrieb auszuschalten oder kurzzuschließen. Die Fig. 254 zeigt auch hierfür ein ausführliches Schaltbild. Mittels des doppelpoligen Umschalters U_M. wird für den Ladebetrieb, der über eine besondere Ladeschiene vor sich geht, einerseits und für den Netzbetrieb andererseits die richtige Schaltung der Hauptstromwicklung besorgt. Im

ersten Falle (Stellung der Schalterhebel auf $L.$ = Ladung und $K.$ = Kurzschluß) wird die Hauptstromwicklung von der Ausgleichssammelschiene abgeschaltet und in sich kurzgeschlossen. Im zweiten Falle (Stellung der Schalthebel auf $N.$ = Netz und $A.$ = Ausgleichssammelschiene) werden die notwendigen Schaltungen unter Zugrundelegung der ersten Parallelschaltungsform (siehe S. 286) hergestellt. Dann ist auch gleichzeitig der Regelwiderstand $R.W.$ in den negativen Pol, der die Hauptstromwicklung enthält, eingeschaltet. Der sonstige Betrieb für Ladung und Entladung ist ohne weiteres aus dem Schaltbilde ersichtlich und daher nicht weiter zu erläutern.

Wird der Doppelzellenschalter angewendet, so ist, wie aus dem Schaltbilde Fig. 255 hervorgeht, eine Stromabgabe an das Netz

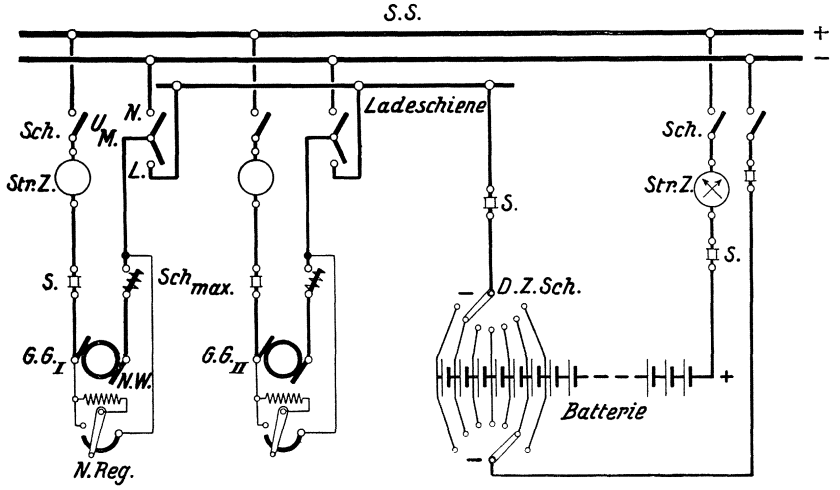


Fig. 255. Zwei Nebenschlußgeneratoren, Batterie mit Doppelzellenschalter und Ladeschiene.

während der Ladung der Batterie möglich, indem die erforderliche Netzspannung, die dann ja niedriger ist als die Generatorspannung, durch den Entladehebel eingestellt wird. Das Schaltbild Fig. 255 ist verallgemeinert, da dort zwei Generatoren und eine besondere Ladeschiene gezeichnet sind.

Infolge des großen Vorteiles des Doppelzellenschalters wird derselbe daher heute bei weitem bevorzugt.

Will man die allgemeinen Nachteile, die die Erhöhung der Generatorspannung zum Laden an sich aufweist, vermeiden, was in großen Anlagen stets vorzuziehen ist, so ist eine der beiden anderen unter b) und c) behandelten Formen zweckmäßiger.

b) Ladung durch Gruppenschaltung der Batterie. Um die Spannung der Hauptgeneratoren unverändert zu halten, löst man die Batterie zum Zwecke der Ladung in zwei oder drei Gruppen auf, die teilweise parallel und teilweise hintereinander geschaltet werden. In

dem Schaltbilde Fig. 256 ist angenommen, daß die Batterie in drei Gruppen aufgeteilt wird. Es ist ohne weiteres klar, daß dann die Spannung der Generatoren an den Sammelschienen zu hoch ist, um den

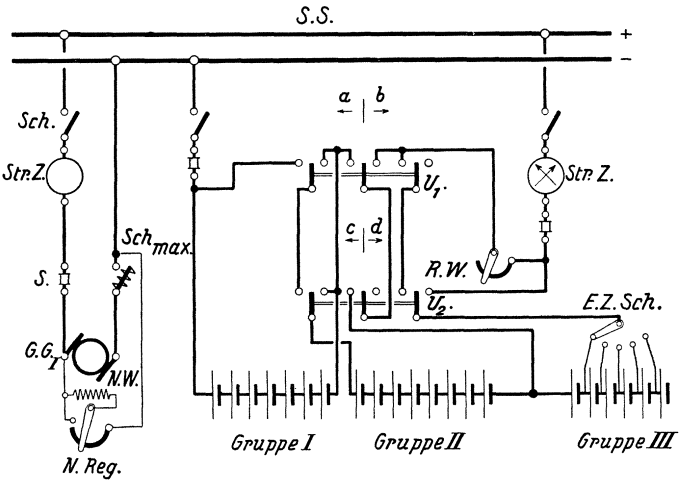


Fig. 256. Nebenschlußgenerator und Ladung der Batterie durch Gruppenschaltung (Micka-Schaltung).

einzelnen Batteriegruppen unmittelbar zugeführt zu werden. Sie muß infolgedessen durch Regelwiderstände *R.W.* abgedrosselt werden, und das hat zur Folge, daß bei dieser Schaltung unter Umständen eine recht beträchtliche Energiemenge nutzlos in den Regelwiderständen verloren geht. Die Gruppenschaltung ist also nach dieser Richtung unwirtschaftlich. Außerdem müssen die Maschinen, sobald die Ladung in der normalen Betriebszeit vor sich gehen soll, imstande sein, den durch die Parallelschaltung der Batteriegruppen erforderlichen erhöhten Strom zu liefern. Bemerkt sei, daß die Aufteilung der Batterie in drei Gruppen, von denen jedesmal zwei hintereinander geschaltet sind, während die dritte parallel dazu liegt, einen geringeren Leistungsverlust während der Ladezeit ergibt, als bei der Aufteilung in nur zwei Gruppen. Letztere wird daher heute fast gar nicht mehr angewendet, zumal sie außerdem noch den Nachteil besitzt, daß die Ladung sehr sorgfältig überwacht werden muß, und unter Umständen eine ungleiche Beanspruchung

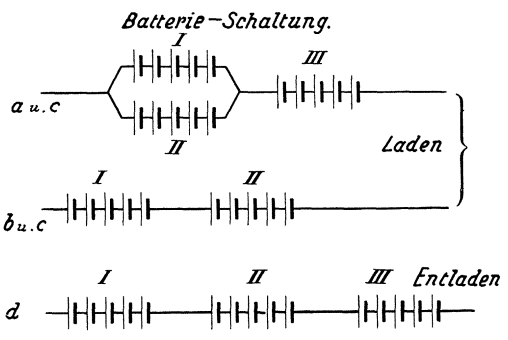


Fig. 257. Gruppierung der Batterie bei der Micka-Schaltung.

der einzelnen Batteriezellen eintritt, wodurch die Lebensdauer letzterer vermindert wird.

Bei der Dreiteilung der Batterie wird heute die sogenannte Micka-Schaltung besonders bevorzugt, die der Schaltung in Fig. 256 zugrunde gelegt worden ist. Die Batterieumschalter U_1 und U_2 werden durch einen einzigen besonders durchgebildeten Schalter ersetzt, der jeden Mißgriff bei der Ladung ausschließt. Um die Gruppierung deutlicher zu gestalten, ist dieser Schalter in Fig. 256 in die einzelnen Umschalter aufgelöst und zudem in Fig. 257 noch ein besonderes Hilfsschema gezeichnet worden.

c) Ladung mit Benutzung von Zusatzmaschinen. Die dritte Form, die ebenfalls keine Spannungserhöhung der Hauptgeneratoren voraussetzt, ist diejenige unter Benutzung einer besonderen Zusatzmaschine

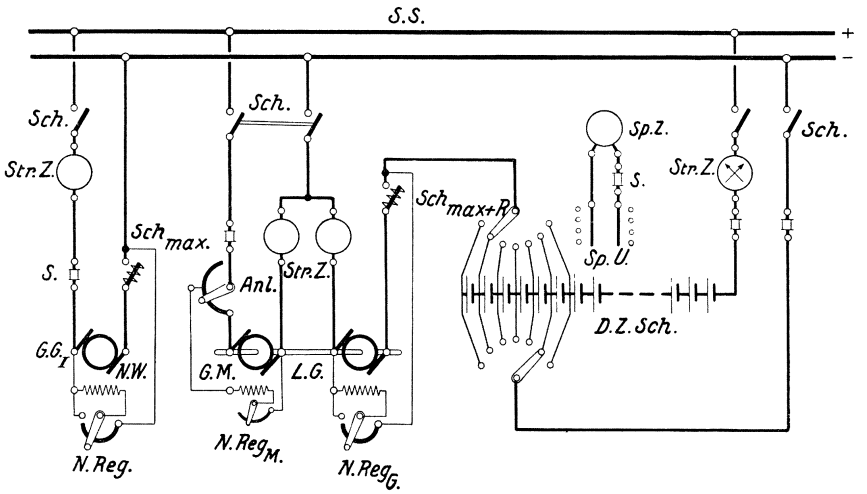


Fig. 258. Nebenschlußgenerator und Ladung der Batterie durch Zusatzmaschine.

(Fig. 258). Der Ladestrom passiert einen in der Regel durch einen Elektromotor angetriebenen Gleichstrom-Nebenschlußgenerator, der die mit fortschreitender Ladung erforderliche Erhöhung der Sammelschienenspannung — aber nur für den Batteriestromkreis — hervorruft. Es kann bei Anwendung eines solchen Maschinensatzes der Netzbetrieb in vollem Umfange aufrechterhalten bleiben, und man kann daher sowohl Einfach- als auch Doppelzellenschalter benutzen. Der Doppelzellenschalter, der die Anlagekosten natürlich nicht unerheblich erhöht, ist nur am Platze, wenn die Batterie auch eine Momentreserve bilden also jederzeit auch während der Ladung zur Stromlieferung auf das Netz bereit sein soll.

Zu dem Schaltbilde Fig. 258 ist eine eingehendere Beschreibung nicht nötig. Es sei in Gegenüberstellung mit diesem auch auf die Fig. 352 verwiesen, in der ebenfalls die Ladung der Batterie mit Hilfe einer besonderen Zusatz- oder Lademaschine *L.G.* erfolgt. Beide Schaltungen

unterscheiden sich grundsätzlich natürlich nicht voneinander, sondern nur in der Führung der Leitungen und in der Zahl sowie der Anordnung der Instrumente und Apparate. Die Schaltung nach Fig. 258 ist etwas einfacher und insofern noch bemerkenswert, als in derselben die Möglichkeit der Drehzahländerung des Motors $G.M.$ mit Hilfe des Nebenschlußreglers $N.Reg_M.$ vorgesehen ist.

Für gewöhnlich wird der Zusatzgenerator derart in seinem Spannungsregelbereich bei gleichbleibender Drehzahl des Antriebsmotors ausgeführt, daß er sowohl die Spannungserhöhung für die normale Ladung, als auch diejenige für die Überladung hergeben kann. Die Erregung geschieht dann von den Hauptsammelschienen aus (Fremderregung). Immerhin empfiehlt es sich, namentlich wenn es sich um sehr große Batterien handelt, auch noch eine weitere Spannungssteigerung des Ladegenerators durch Änderung der Drehzahl des Motors vorzusehen. Bemerkt sei noch, daß Zusatzmaschinen stets mit Wendepolen auszurüsten sind.

d) Die Entladung. Zur Regelung der Batterie bei der Entladung, die sich mit Ausnahme der Pufferbatterien naturgemäß nur auf die Änderung der Spannung erstrecken kann, werden ebenfalls die Zellenschalter benutzt. Näheres hierüber zu sagen erübrigt sich, weil der Vorgang bei der Entladung und die Benutzung des Zellenschalters aus den Schaltbildern ohne weiteres verständlich ist.

e) Die Ermittlung der Zellenzahl und der Batteriegröße. Jede Zelle der heute allgemein gebräuchlichen Akkumulatoren hat zur

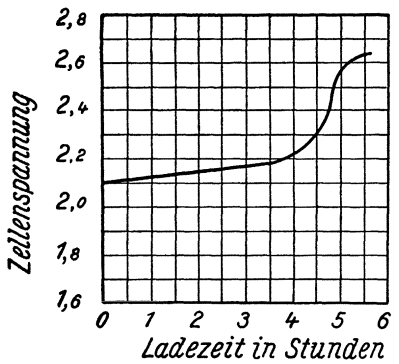


Fig. 259. Spannungsverlauf bei der Ladung einer Akkumulatorenzelle.

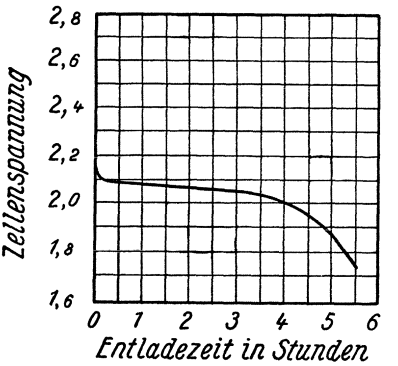


Fig. 260. Spannungsverlauf bei der Entladung einer Akkumulatorenzelle.

Ladung etwa 2,6 bis 2,75 Volt notwendig. Bei der Entladung sinkt die Spannung der Zelle schon nach wenigen Augenblicken auf etwa 2,1 Volt, bleibt dann über eine bestimmte Zeit fast unverändert auf dieser Höhe und darf, um die Zellen nicht zu gefährden, im Höchstfalle auf 1,85 bis 1,81 Volt getrieben werden. In Fig. 259 ist der Spannungsverlauf bei der Ladung und in Fig. 260 derjenige bei der Entladung gezeichnet.

Bezeichnet E_k die Sammelschienenspannung, so muß die Gesamtzahl der Zellen betragen:

$$Z = \frac{E_k}{1{,}81} . \tag{197}$$

Da nun die Klemmenspannung der Batterie für den Netzbetrieb nach der Ladung $E_{K,B} = 2{,}1 \cdot Z$ beträgt, so muß also ein Teil der Zellen so lange abgeschaltet werden, bis der verbleibende Teil der Batterie die Sammelschienenspannung E_k aufweist. Sinkt die Batteriespannung unter die Sammelschienenspannung, so werden nacheinander die bis dahin ausgeschalteten Zellen mittels des Zellenschalters in Betrieb genommen. Man unterscheidet demnach zwischen der Stammbatterie und den Schaltzellen.

Beim Einfachzellenschalter muß die Stammbatterie:

$$Z_{St,E} = \frac{E_k}{2{,}1} \tag{198}$$

Zellen besitzen, und da:

$$Z = \frac{E_k}{1{,}81} ,$$

so sind also $Z - Z_{St,E} = Z_{Sch,E}$ Schaltzellen vorhanden.

Beim Doppelzellenschalter ergibt sich die Zahl der Zellen für die Stammbatterie aus:

$$Z_{St,D} = \frac{E_k}{2{,}75} , \tag{199}$$

und die Zahl der Schaltzellen beträgt dann:

$$Z_{Sch,D} = Z - Z_{St,D} . \tag{200}$$

Für die Bemessung der Größe einer Batterie ist die sogenannte Kapazität in Amperstunden maßgebend, wobei in diesem Falle unter Kapazität die Leistungsfähigkeit, d. h. die Zahl der Amperstunden zu verstehen ist, welche die Batterie bei der Entladung mit der normalen Entladestromstärke abgeben kann. Die Kapazität einer bestimmten Batterie ist um so größer, je länger die Entladezeit und je kleiner dabei die Entladestromstärke angesetzt wird.

32. Beispiel. Sind z. B. 500 Metallfadenlampen von je 25 NK zu je 1,2 Watt pro NK während 5 Stunden und ferner 44 KW für Motoren während 3 Stunden bei einer Spannung von 220 Volt an den Sammelschienen einschließlich der Leistungsverluste in den Leitungen von der Batterie zu speisen, so würde dieselbe zu bemessen sein für:

$$500 \times 0{,}136 = 68 \text{ Amp.} \times 5 \text{ Std.} = 340 \text{ Amp.-Std.}$$
$$\frac{44\,000}{220} = 200 \text{ Amp.} \times 3 \text{ Std.} = 600 \text{ „}$$
$$940 \text{ Amp.-Std. (Kapazität),}$$

und die Batterie wäre zu wählen für:

$$\frac{940}{268} = 3{,}5 \text{ Std. Entladezeit bei } 268 \text{ Amp.}$$

Welche Leistung die Batterie und für welche Zeit abzugeben hat, ist stets sorgfältigst zu untersuchen. Bei Fabrikanlagen ist das verhältnismäßig leicht feststellbar. Handelt es sich dagegen um ausgedehntere Versorgungsgebiete (Elektrizitätswerke), so ist es notwendig, Belastungskurven z. B. für den Nacht- und Frühbetrieb aufzustellen, für deren Ermittelung heute namentlich bei Elektrizitätswerken schon reiches statistisches Material vorhanden ist. Es würde aber zuweit führen, hierauf näher einzugehen. Selbstverständlich muß auch auf Erweiterungen Rücksicht genommen werden, und das geschieht bei der Batterie zumeist in der Form, daß bei der ersten Aufstellung die Gefäße für den Einbau der Platten größer genommen werden als erforderlich, um später durch Hinzufügen von Platten leicht eine Vergrößerung der Kapazität erreichen zu können. Auch bei der Querschnittsfestsetzung der Zellenschalterleitungen ist unter Umständen auf die Erhöhung der Stromstärke infolge des vergrößerten Ausbaues zu achten.

Auf eine weitere Anwendung von Akkumulatorenbatterien sei hier noch kurz hingewiesen, die indessen erst auf S. 319 zur Besprechung kommt, und zwar ist das diejenige als Pufferbatterie zum Ausgleich von Belastungsstößen.

f) Die Bemessung der Hauptgeneratoren und der Zusatzmaschinen für die Batterieladung. Die Hauptgeneratoren zur Speisung des Netzes sind in ihrer Leistung zumeist um ein beträchtliches größer als zur Ladung der Batterie erforderlich. Es ist daher nur dann notwendig, die Leistung des zur Ladung benutzten Generators daraufhin zu prüfen, wenn es sich entweder um eine sehr große Batterie, um die Ladung durch Gruppenunterteilung oder schließlich um einen Generator handelt, der lediglich zur Ladung verwendet werden soll (Zusatzmaschine). Für den ersten und dritten Fall gilt folgendes:

Die Größe der Ladestromstärke hängt abgesehen von der an sich nach den Vorschriften der Akkumulatorenfabrik zulässigen Höhe von der Zeitdauer ab, innerhalb welcher die Batterie geladen sein soll. Je länger die Ladezeit genommen werden kann, um so geringer ist die Stromstärke, was ohne weiteres auch aus dem oben über die Kapazität Gesagten hervorgeht. Für gewöhnlich wählt man eine Ladezeit von 3 Stunden. Muß die Ladung aus betriebstechnischen Gründen in wesentlich kürzerer Zeit beendet sein, so ist das bei der Auswahl der Batterie besonders zu beachten; anderenfalls können die Platten frühzeitig zerstört werden. Die Höhe der Spannung ist nach den obigen Angaben über die Berechnung der Zellenzahl von letzterer abhängig. Handelt es sich um längere Entladezeiten bei bestimmter Entladestromstärke, so müssen unter Umständen mehr Schaltzellen genommen werden.

Bezeichnet:

J_L die Ladestromstärke in Amper,
E_L die höchste Ladespannung in Volt,

so muß die Generatorleistung für die Ladung:

$$\left.\begin{aligned} L_L &= \frac{J_L \cdot E_L}{1000}\ \text{KW} \\ &= \frac{J_L \cdot 2{,}75 \cdot Z}{1000} \end{aligned}\right\} \qquad (201)$$

betragen.

Um indessen keinen zu großen und damit teueren Generator zu erhalten, ist es üblich, nicht die Höchstspannung bei vollem Strome zugrunde zu legen, sondern die Voraussetzung zu machen, daß letzterer nur bis etwa zur Gasentwicklung zu liefern ist, die bei etwa 2,4 Volt pro Zelle einsetzt, und dann allmählich bis etwa auf $^1/_3$ seines Wertes vermindert wird. Damit sind auch für die Batterie selbst Vorteile verbunden, die in einer längeren Haltbarkeit und in einem günstigeren Wirkungsgrade liegen. In diesem Falle ist die Ladeleistung des Generators:

$$L'_L = \frac{J_L \cdot 2{,}4 \cdot Z}{1000} = \frac{1{,}23\, E_k \cdot J_L}{1000}\,. \qquad (202)$$

Die derart bemessenen Maschinen lassen nach den Listen der Elektrizitätsfirmen ohne weiteres bei $^1/_3$ Stromstärke eine gesteigerte Spannungserhöhung auf $2{,}75 \cdot Z$ zu, so daß die Spannungsgrenzen etwa sind: 115 bis 160 oder 230 bis 320 Volt bei gleichbleibender Leistung und Drehzahl, und als Höchstspannungen bei $^1/_3\, J_L$ etwa 165 bzw. 330 Volt erreicht werden können.

Ist dann zum Zwecke der gelegentlichen Überladung eine noch höhere Spannung erwünscht, so läßt man, wie auf S. 281 bereits angedeutet, die Antriebsmaschine etwas schneller laufen (etwa 10 bis 15%).

Wird bei der Ladung die Gruppenschaltung benutzt, so ist wiederholt darauf aufmerksam zu machen, daß bei der Parallelschaltung der Batterieteile die doppelte Ladestromstärke erforderlich ist, die der Generator über die an das Netz während der Ladung zu liefernde Stromstärke abzugeben imstande sein muß.

Soll die Spannungserhöhung durch eine Zusatzmaschine bewirkt werden, so ist für die Hauptgeneratoren nur insofern eine Überprüfung hinsichtlich der Leistung notwendig, daß sie die während des Ladebetriebes vom Netz verlangte Stromstärke plus der Ladestromstärke erzeugen können. Die Zusatzmaschine muß dann, wenn e_L die Spannungsdifferenz zwischen der höchsten Ladespannung und der konstanten Sammelschienenspannung bezeichnet, unter Berücksichtigung der Ladestromstärke eine Leistung besitzen von:

$$L_{Z,L} = \frac{J_L \cdot e_L}{1000}\ \text{KW}, \qquad (203)$$

worin:

$e'_L = 2{,}4\,Z - E_k$, wenn die Restladung mit $^1/_3\, J_L$ erfolgen kann,

oder

$e''_L = 2{,}75 \cdot Z - E_k$, wenn während der ganzen Dauer der Ladung die volle Ladestromstärke gefordert wird.

Weiteres über die Zusatzmaschinen ist auf S. 284 gesagt worden.

21. Die Spannungsregelung im Kraftwerke.[1])

Wie bereits erwähnt, wird zur Regelung der Generatorspannung bei Gleichstrom der Nebenschlußregler und bei Wechselstrom der Erregerregler benutzt. Mit der Änderung der Belastung im Netze muß die Generator- bzw. die Sammelschienenspannung geändert werden. Mit Rücksicht auf die verschiedenartigen zu speisenden Stromverbraucher und deren ordnungsmäßigem Arbeiten ist daher eine bei allen Belastungsänderungen gleichbleibende Spannung im Kraftwerke zu halten. In welchen Grenzen die Spannung höchstens schwanken darf, hängt natürlich von der Art der Stromverbraucher ab. Bei öffentlichen Anlagen, die gleichzeitig Strom für Beleuchtungs- und Kraftzwecke abgeben, wird stets gefordert werden, daß Belastungsänderungen im Höchstfalle eine Spannungsänderung von 1 bis 2% hervorrufen dürfen, da anderenfalls in der Beleuchtung ein für das Auge unangenehmes Zucken des Lichtes entsteht. Dieses sowohl wie zu hohe Spannungen beeinträchtigen ferner die Lebensdauer der Lampen.

Die Motoren sind nicht ebenso empfindlich wie die Lampen, wenngleich es auch Betriebe gibt, in denen die Motoren, bei denen Spannungsänderung eine Änderung der Drehzahl bzw. des Drehmomentes zur Folge haben, mit Rücksicht auf die anzutreibenden Maschinen mit konstanter Drehzahl laufen müssen z. B. bei Papiermaschinen, Spinnerei- und Webereimaschinen usw. Die Spannungsänderung wird hier etwa 5% im Höchstfalle betragen dürfen.

Die Regelung der Sammelschienenspannung kann nun entweder von Hand oder durch selbsttätig arbeitende Einrichtungen geschehen, wobei für die grundsätzliche Auswahl der zeitliche Verlauf und die Größe der Belastungsänderungen, sowie die Art der angeschlossenen Stromverbraucher maßgebend sind.

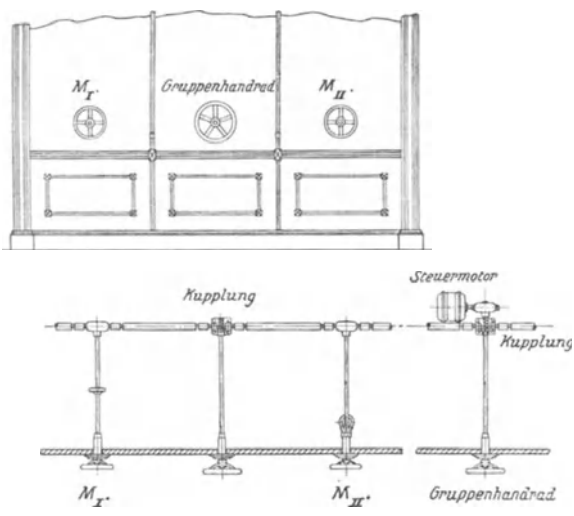


Fig. 261. Gruppenantrieb von Handreglern.

a) Die Handregelung geschieht in einfachster Weise dadurch, daß der Schalttafelwärter den Regler von Hand verstellt. Er muß zu diesem Zwecke die Spannungszeiger dauernd beobachten. Das ist aber natürlich

[1]) Siehe auch I. Bd., 45. Kap.: Die Spannungsregelung in Wechselstromnetzen.

nur in kleinen Anlagen möglich. Arbeiten mehrere Maschinen parallel, so werden die Handantriebe aller Regler mechanisch gekuppelt (Fig. 261), und der Schalttafelwärter hat die Bedienung nur von einer Stelle vorzunehmen.

Selbstverständlich kann bei dieser Form der Spannungsregelung die Sammelschienenspannung nur dann einigermaßen auf unveränderter Höhe gehalten werden, wenn die Belastungsänderungen ganz allmählich verlaufen und zu Zeiten eintreten, die ungefähr bekannt sind, z. B. Einsetzen der Beleuchtung, Ausschalten großer Beleuchtungsanlagen, Theater usw., Ruhepausen in Fabriken usw. Sie wird daher, wie gesagt, nur bei kleinen Anlagen angewendet.

b) Die selbsttätige Spannungsregelung kommt heute außerordentlich viel zur Anwendung, und zwar weil in der Mehrzahl der Fälle die Kraftwerke Strom für Licht- und Kraftzwecke liefern. Dazu kommt, daß der Elektromotor in der ausgiebigsten Weise zum Antriebe der verschiedensten Maschinen verwendet, und infolge seiner leichten Bedienbarkeit und des dadurch zu erzielenden wirtschaftlichen Betriebes häufig ein- und ausgeschaltet wird. Hierdurch entstehen unter Umständen starke Belastungsschwankungen, die die Stromlieferung für Beleuchtungszwecke ungünstig beeinflussen. Die Trennung der Stromverteilung auf besondere Licht- und Kraftstromkreise läßt sich aus wirtschaftlichen Gründen bei Anlagen, die öffentlichen Zwecken dienen, zumeist nicht durchführen, und dann ist man gezwungen, die selbsttätige Spannungsregelung zu wählen.

Die Einrichtungen, die hierzu benutzt werden, sind sehr mannigfaltig; es kann daher nicht ausführlich auf die Beschreibung der Apparate usw. eingegangen werden. Das ist auch weniger von Interesse, denn für den projektierenden Ingenieur handelt es sich in der Hauptsache darum, die grundsätzlich richtige Form der Regeleinrichtung zu bestimmen, für die die einzelnen Firmen verschiedene Ausführungen besitzen.

Für die Arbeitsweise, die eine solche Regelvorrichtung aufweisen muß, sind die oben bereits erwähnten Merkmale der Belastungsänderungen allein ausschlaggebend, und es muß daher vor der Wahl einer der nachfolgend erörterten Einrichtungen stets eine sorgfältige Prüfung der Betriebsverhältnisse vorausgehen.

α) Der Regler mit elektromotorischem Antriebe. Eine der einfachsten Formen ist die, bei der der Nebenschluß- oder Erregerregler durch einen Elektromotor angetrieben wird. Letzterer wird durch Relais gesteuert. Das im I. Bd. (Fig. 217) gezeichnete Schaltbild hat für diesen Fall ebenfalls Gültigkeit. Es kann diese Einrichtung sowohl für Gleichstrom als auch für Wechselstrom angewendet werden.

Da dieser Regelform aus leicht erklärlichen Gründen eine gewisse Trägheit innewohnt, denn die volle Umlaufszeit der Kontaktbürste des Stufenschalters am Regler beträgt etwa 45 Sekunden, so ist dieselbe nicht geeignet, plötzlich auftretende Spannungsschwankungen, die durch größere Belastungsänderungen hervorgerufen werden, schnell auszu-

gleichen, wenngleich das Relais *R.* so gebaut werden kann, daß es bei etwa 1,5% Spannungsänderung nach oben oder unten anspricht. Sie wird daher gewissermaßen nur dazu benutzt, den Schalttafelwärter zu entlasten, und ist also hinsichtlich der Arbeitsweise von der Handregelung nicht viel unterschiedlich. Sind mehrere Regler vorhanden, so sind dieselben wiederum mechanisch zu kuppeln und können dann von nur einem Steuermotor betrieben werden. In Fig. 261 ist dieses ebenfalls zur Darstellung gebracht.

β) Der Eilregler. Würde das Spannungsrelais *R.* sehr fein eingestellt und der Motor mit seinem mechanischen Antriebe des Regler-Kontakthebels so ausgeführt werden, daß letzterer mit großer Umlaufszahl arbeitet, so würde das Relais wegen der durch die Selbstinduktion der Magnetwicklung hervorgerufenen zeitlichen Verzögerungen der Strom- bzw. Spannungsänderung gegenüber der Bewegung des Kontakthebels starke Pendelerscheinungen verursachen und den Regler gar nicht zur Ruhe kommen lassen. Da aber die Verwendung eines Regelmotors für die Verstellung des Reglers manche Vorzüge hat so z. B. den der Einfachheit und Billigkeit, so haben die S. S. W. besondere Schaltungen und Einrichtungen an diesem elektromotorisch angetriebenen Regler angebracht, die das Überregeln verhindern und trotzdem mit großer Geschwindigkeit der Kontaktbürste arbeiten. Diese Firma bezeichnet ihre derart ausgebildeten Regler mit dem Namen „Eilregler"; sie sind so gebaut, daß die Umlaufszeit der Kontaktbürste des Stufenschalters etwa 9 Sekunden beträgt.

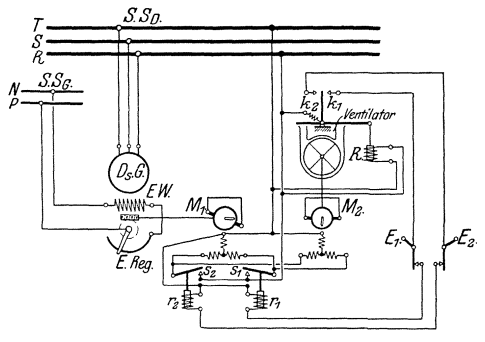


Fig. 262. Schaltbild des Eilreglers der S. S. W.

Die selbsttätigen Eilregler werden nicht nur zur Konstanthaltung der Spannung, sondern auch des Stromes, der Leistung (bei Umkehrwalzenstraßen) oder der Geschwindigkeit (Drehzahlregelung für Papiermaschinen u. dgl.) benutzt.

In Fig. 262 ist das Schaltbild für eine Drehstromanlage gezeichnet. Der Regler wird durch einen umkehrbaren Wechselstrom-Einphasenmotor betrieben. Es bedeutet *D_S.G.* einen Drehstromgenerator, welcher die Sammelschienen speist, *E.W.* die Erregerwicklung des Generators und *E.Reg.* den Regelwiderstand. Als Hilfsmotor ist ein Repulsionsmotor M_1. mit getrennten Wicklungen für Rechts- und Linkslauf angenommen. Das Spannungsrelais *R.* ist an eine Phase *RT* des Drehstromnetzes angeschlossen und betätigt mittels der Kontakte k_1, k_2 die Schaltrelais r_1, r_2 und über diese die Schalter s_1 und s_2. Die Rückführung des Spannungsrelais wird bewirkt durch einen in zwei Drehrichtungen wirksamen

Ventilator, welcher je nach seiner Drehrichtung auf den rechten oder linken Hebelarm des Kontaktrelais einwirkt. Dieser Ventilator wird angetrieben durch einen Hilfsmotor M_2., welcher mit dem erstgenannten Hilfsmotor M_1. parallel geschaltet ist und alle Bewegungen desselben kopiert. Die Schalter E_1. und E_2. sind Endausschalter. Tritt nun eine Spannungsschwankung an den Drehstromsammelschienen $S \cdot S_D$. ein, so spricht sofort das Relais R. an, schließt entweder k_1 oder k_2 und damit s_1 bzw. s_2 und bringt den Motor M_1. zum Lauf.

Der Eilregler wirkt nicht ganz so energisch, wie der nunmehr zu besprechende Schnellregler. Er ist aber trotzdem überall dort am Platze, wo nicht ganz besonders scharfe Bedingungen an die Regelung gestellt werden. Zudem ist er einfacher, betriebssicherer und erfordert weniger Wartung bzw. Instandsetzung als der Schnellregler, weil er entgegen letzterem nur arbeitet, wenn Betriebsschwankungen auftreten.

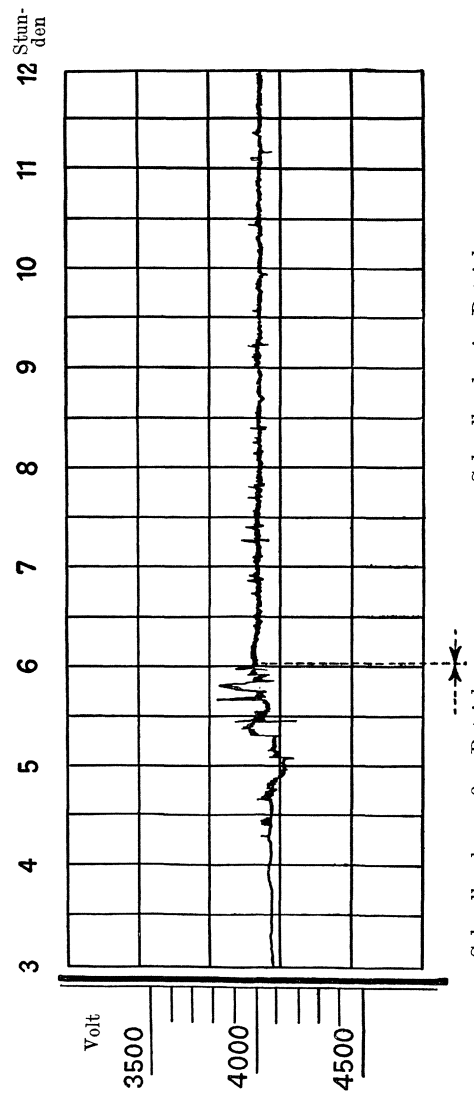


Fig. 263. Einfluß des Schnellreglers auf die Spannungsschwankungen.

γ) Der Schnellregler[1]). Werden die Generatoren in öffentlichen Kraftwerken (Elektrizitätswerken, Überlandzentralen) gleichzeitig zur Erzeugung von Licht- und Kraftstrom benutzt, was in der Mehrzahl der Fälle aus wirtschaftlichen Gründen unbedingt notwendig ist, so muß mit plötzlichen Belastungsänderungen gerechnet werden, für

[1]) Prof. R. Edler: Schnellregler mit veränderlichem Regulierwiderstand. ETZ. 1913, Heft 19, S. 528. — Dr.-Ing. F. Natalis: Die selbsttätige Regulierung der elektrischen Generatoren. Heft 11 der Elektrotechnik in Einzeldarstellungen.

deren schnellstes Ausregulieren die bisher beschriebenen Regelvorrichtungen zu träge arbeiten. Es sind daher eine große Zahl von sogenannten Schnellreglern auf den Markt gekommen, die sich rasch und mit außerordentlich befriedigendem Resultate in die Praxis eingeführt haben. Mit diesen Reglern kann die Generator- bzw. Netz- oder Speisepunktsspannung bei allen Änderungen in der Drehzahl, Belastung und Phasenverschiebung, soweit sie natürlich mit Rücksicht auf die Leistung der Generatoren zulässig sind, fast konstant gehalten werden. In Fig. 263 ist ein Diagramm wiedergegeben, das den zeitlichen Verlauf der Spannung mit und ohne Schnellregler und den günstigen Einfluß des letzteren auf die Spannungsverhältnisse deutlich erkennen läßt.

Es würde zuweit führen, auch auf die Beschreibung und Schaltung dieser Apparate einzugehen, zumal natürlich jede Firma ihre besonderen

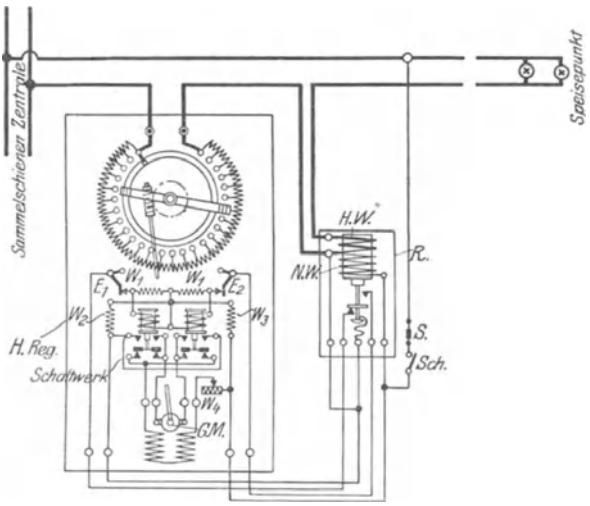


Fig. 264. Selbsttätige Speisepunkts-Spannungsregelung.

Ausführungen hat und hier, wie eingangs bereits erwähnt, nur Grundsätzliches interessiert.

δ) Die Speisepunkts-Spannungsregelung. Muß an einem in größerer Entfernung vom Kraftwerke liegenden Speisepunkte z. B. einer Haupttransformatorstation infolge des gegenüber den anderen Speiseleitungen in der Zuführungsleitung auftretenden größeren Spannungsverlustes die Spannung bei Lastschwankungen geregelt werden, so sind alle bisher beschriebenen selbsttätig arbeitenden Regelvorrichtungen auch für diesen Zweck benutzbar. Sie werden dann nur am Anfange des betreffenden Stromkreises eingeschaltet. In Fig. 264 ist das Schaltbild für Gleichstromanlagen und zwar für eine einfache Ausführung dargestellt. Das Spannungsrelais *R.* ist mit einer zusätzlichen Hauptstromwicklung versehen, welche die Amperwindungen des Relais so beeinflußt, daß die Spannung durch Verstellen eines motorisch angetriebenen Hauptstromwiderstandes *H.Reg.* konstant gehalten wird,

und zwar ist das bis auf $\pm 1{,}5\%$ bei allen Stromstärken erreichbar; es wird jeweilig so viel Widerstand in den Stromkreis eingeschaltet, daß der Spannungsabfall in der Leitung und dem Vorschaltwiderstande zusammen den gleichen Wert aufweist. Im übrigen arbeitet diese Einrichtung genau so wie die nach Fig. 217 im I. Bd., S. 274.

Werden ganz besonders scharfe Bedingungen gestellt, so muß allerdings auch hier ein Schnellregler verwendet werden.

ε) Die Spannungsregelung bei parallel arbeitenden Generatoren. Handelt es sich um Parallelbetrieb mehrerer Generatoren entweder innerhalb eines Kraftwerkes oder in mehreren räumlich weit getrennten Stromerzeugungsanlagen, so ist bei der Benutzung der selbsttätigen Spannungsregelungseinrichtungen folgendes wohl zu beachten:

Da mehrere Maschinen kaum vollständig gleichen Verlauf der charakteristischen Kurven — insbesondere der Leerlaufscharakteristik — aufweisen, ferner die Reglerwiderstände nicht auf vollständig gleiche Werte abgeglichen sein können und auch die Regulatoren der Antriebsmaschinen nicht genau gleichzeitig arbeiten, so wird bei größerer oder kleinerer Belastung eines Kraftwerkes eine ungleichmäßige Verteilung auf die einzelnen Maschinen stattfinden und ein Ausgleichsstrom zwischen den einzelnen Generatoren fließen. Der Ausgleich der Belastungsverschiedenheiten muß dann durch den Schalttafelwärter vorgenommen werden und zwar dadurch, daß die Verbindung der Regler mit der oder den Regelvorrichtungen aufgelöst und ein Nachregulieren von Hand vorgenommen wird. Nach Beseitigung der Lastverschiedenheiten ist die Verbindung mit der Regelvorrichtung wiederherzustellen.

Wesentlich vorsichtiger ist bei der Auswahl der selbsttätigen Regelvorrichtungen vorzugehen, wenn es sich um den Parallelbetrieb räumlich weit entfernt liegender Kraftwerke handelt. Die entstehenden Ausgleichsströme können dann unter Umständen recht unangenehme Pendelungen der Maschinen untereinander hervorrufen, wenn nicht dafür gesorgt wird, daß sie schnell ausregelbar sind. Bei Wechselstromanlagen und Benützung von Schnellreglern kann man durch besondere Schaltungen aber erreichen, daß auftretende wattlose Ausgleichsströme auf die parallel arbeitenden Generatoren bzw. Kraftwerke richtig verteilt werden, was natürlich auf den Leistungsfaktor und damit auf die Ausnutzbarkeit der Maschinen von Einfluß ist.

Soll schließlich eine Akkumulatorenbatterie ständig als sogenannte Kapazitätsbatterie mit den Generatoren parallel arbeiten, letztere also dauernd in der Stromlieferung unterstützen z. B. zu Zeiten starker Netzbelastung, so muß dafür gesorgt werden, daß bei Spannungsänderungen auch die Batteriespannung verändert wird. Das geschieht durch Verstellen des Zellenschalters für die Entladung entweder von Hand oder ebenfalls selbsttätig mit Hilfe eines motorischen Antriebes des Entladehebels. Für die Benutzung des ersten oder des zweiten Mittels gilt sinngemäß das auf S. 312 über die Handregelung Gesagte.

ζ) Die Spannungsregelung in Anlagen mit sehr hohen Spannungen. Die bisher behandelten Formen der Spannungsregelung hatten zur Aufgabe, nur die Spannung an den Sammelschienen des Kraftwerkes konstant zu halten. Handelt es sich um sehr hohe Übertragungsspannungen über etwa 70 000 Volt und ausgedehnte Freileitungsstrecken über 100 km, sowie um Hochspannungskabelstrecken, so treten bei Belastungsänderungen noch andere Ursachen für die Schwankung der Generatorspannung in die Erscheinung, und zwar sind diese zurückzuführen auf die zumeist recht bedeutende Kapazität. Neben Schnellreglern im Kraftwerke hat sich zur Kompensierung der Ladeströme als besonders vorteilhaft der übererregte Synchronmotor am Ende der Linie ergeben und zwar derart geschaltet und selbsttätig reguliert, daß er bei allen Belastungen die Spannung am Ende der Linie (auf der Niederspannungsseite) konstant hält. Diese Form der Spannungsregelung ist in den nordamerikanischen Anlagen oft zur Anwendung gekommen. Die Vorteile sind: Regelung unabhängig von der Generatorbelastung; bessere Ausnutzung der Leitungsanlage, da der Leistungsverlust umgekehrt proportional mit $\cos^2\varphi_2$ wächst. (Die Kapazität hat andererseits an sich eine Verbesserung des Leistungsfaktors am Anfang der Linie zur Folge.)

Die Nachteile des Systems liegen in den höheren Anschaffungs- und Betriebskosten und in der Möglichkeit von Betriebsstörungen durch das „Außertrittfallen" des Synchronmotors.

Es können daher nur sorgfältigste Rechnungs- und Kalkulationsuntersuchungen Aufschluß darüber geben, ob die Spannungsregelung durch Synchronmotoren betriebstechnische und wirtschaftliche Vorteile bietet.

Bei solchen großen Kraftübertragungsanlagen ist es ferner unbedingt notwendig, daß die Erregung der Hauptgeneratoren bis auf Null herabreguliert werden kann, also eine Schwächung der Erregung in weitesten Grenzen möglich ist. Das ist erforderlich, da mit abnehmender Belastung die Spannung an den Generatoren steigt und zwar infolge der Kapazitätsspannung unter Umständen weit über den der Gleichstromerregung entsprechenden Wert. Die Gefahren für die Anlagen des Kraftwerkes und der Stromverbraucher liegen auf der Hand. Ausgeführte Stationen haben gezeigt [1]), daß hier bei hoher Kapazität Schwierigkeiten entstehen, die zur Folge haben können, daß man die Spannung im Kraftwerke nicht mehr beherrscht, sobald nicht die völlige Schwächung der Erregung bis auf Null möglich ist.

22. Die Pufferung von Belastungsstößen.

a) Die Arbeitsweise besonderer Puffereinrichtungen im allgemeinen. Handelt es sich im Gegensatze zu den bisherigen Fällen der Spannungsregelung um Betriebe, in denen fortdauernd plötzliche und

[1]) H. B. Dewey: Der Parallelbetrieb von Hochspannungsübertragungsanlagen. Gen. El. Rew. Juni 1913. — H. B. Dwight: Die wirtschaftliche Kraftübertragung bei großen Entfernungen. Proc. of the Am. Inst. of El. Eng. Juni 1913. — K. Krumbiegel: a. a. O.

starke Belastungsschwankungen auftreten wie z. B. in Fabrikanlagen, Hütten- und Walzwerken, Kran- und Aufzugsanlagen, Bahnkraftwerken u. dgl., so ist auch mit den Schnellreglern kein befriedigender Betrieb mehr durchführbar. Man muß dann andere Einrichtungen treffen, und zwar den Generator entweder compoundieren, oder die Maschinen mit zusätzlichen Schwungrädern ausrüsten oder schließlich ständig eine Akkumulatorenbatterie als sogenannte Pufferbatterie mitarbeiten lassen[1]). Da sich besonders diese letzte Schaltung in sehr rauhen Betrieben vorzüglich bewährt und gut eingeführt hat, so soll auch hierüber noch einiges gesagt werden.

Die Pufferbatterie[2]) hat die Aufgabe, die Belastungsstöße von den Generatoren abzuhalten und den Belastungsausgleich zu übernehmen dadurch, daß sie beim plötzlichen Anstieg der Belastung die erforderliche Energie liefert, sich also entladet, um beim Sinken der Belastung die von den Generatoren freiwerdende, also in diesem Augenblicke überflüssige Energie aufnimmt, sich also ladet. So wird nicht nur die Belastung der Hauptgeneratoren, sondern auch die Sammelschienenspannung konstant gehalten. Bevor über die Wirtschaftlichkeit derartiger Pufferanlagen weiter gesprochen wird, sollen einige Ausführungen eingehender behandelt werden, um zunächst die Wirkungsweise kennen zu lernen.

Es gibt eine große Zahl von Schaltungen, die bei Benutzung einer Pufferbatterie darauf beruhen, daß z. B. die Generatoren mit zusätzlichen Wicklungen versehen durch das Einwirken letzterer gezwungen werden, in der Spannung bei Belastungsstößen verstärkt abzufallen und dadurch die Pufferbatterie zum kräftigen Einspringen zu veranlassen. Derartige Schaltungen (Gegencompoundierungen) sind aber neuerdings mehr und mehr verlassen worden. An ihre Stelle ist die Benutzung besonderer Hilfsmaschinen (Zusatz- oder Puffermaschinen) getreten, die die Pufferwirkung der Batterie augenblicklich, sicher und verstärkt zur Geltung bringen dadurch, daß sie in Reihe mit derselben geschaltet den jeweiligen Unterschied zwischen der Batterie- und der Sammelmaschinenspannung aufbringen.

Bei der Schaltung dieser Zusatz- oder Puffermaschinen ist ganz allgemein zu unterscheiden, ob zur Erregung derselben der Netzstrom oder der Batteriestrom zur Hilfe genommen wird. Das erstere ist das bessere, da dann die Sammelschienenspannung bei Belastungsstößen völlig konstant gehalten werden kann. Bei der zweiten Schaltung muß sich die Spannung an den Sammelschienen ändern, damit die Pufferung durch Zusatzmaschine und Batterie auch tatsächlich und befriedigend in Wirksamkeit tritt. Die Konstanz der Sammelschienenspannung kann daher nicht in gleichem Maße wie bei der ersten Schaltung erreicht werden. Ferner ist nach dem auf S. 283 Gesagten leicht

[1]) Siehe auch Dr. A. Schwaiger: Belastungsausgleich in elektrischen Kraftwerken. ETZ. 1912, Heft 34 bis 36.

[2]) E. Ketzler: Pufferbatterien für elektrisch betriebene Aufzüge, Krane u. dgl. Einrichtungen mit intermittierendem Betrieb. ETZ. 1912, Heft 15.

einzusehen, daß der Grad der Pufferung auch von dem Verlauf der äußeren Charakteristik der Hauptgeneratoren abhängt, und zwar muß in diesem Falle der Spannungsabfall der Maschinen bei Überlastungen groß sein.

b) Die Zusatzmaschine mit Nebenschluß- und Gegencompoundwicklung ist eine der bekanntesten Ausführungen. In Fig. 265 ist ein

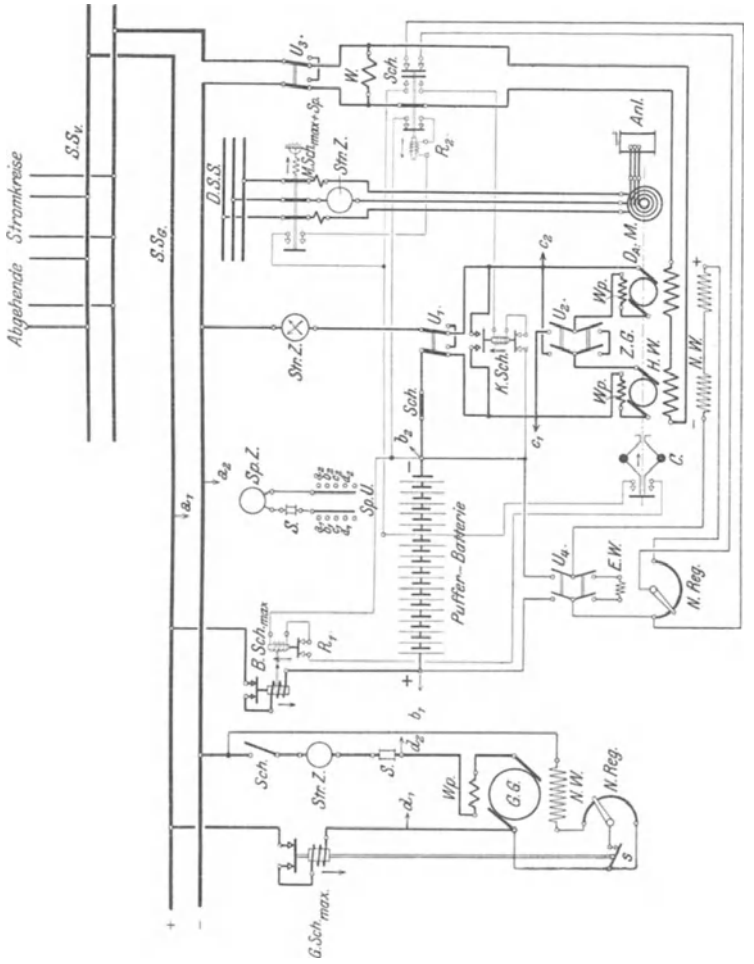


Fig. 265. Pufferung durch Zusatzmaschine mit Nebenschluß- und Gegencompoundwicklung (Oerlikon).

vollständiges Schaltbild für eine derartige Anlage dargestellt, wie sie von der Maschinenfabrik Oerlikon hergestellt wird. Der Anker der Zusatzmaschine liegt in Reihe mit der Batterie. Die Nebenschlußwicklung *N.W.* der Zusatzmaschine *Z.G.* ist unmittelbar an die Batterie angeschlossen, während die Hauptstromwicklung *H.W.* vom Netzstrome oder einem Teil desselben veranlaßt durch den Chuntwiderstand *W.* durchflossen wird und ersterer entgegengesetzt wirkt. Ist z. B. die Be-

lastung im Netze gleich Null, so kommt allein die $N.W.$ zur Wirkung und die Zusatzmaschine gibt eine derart hohe Spannung, daß die Ladung der Batterie durch den Maschinenstrom erfolgt. Tritt eine Belastung im Netze auf, so durchfließt ein entsprechender Strom die $H.W.$ und bewirkt dadurch eine Schwächung der Wirkung der Nebenschlußwicklung. Die Folge davon ist eine Verminderung der Zusatzspannung und daher die Ladung der Batterie. Ist der Stromverbrauch im Netze gleich der Generatorleistung, so findet weder Ladung noch Entladung der Batterie statt. Steigt schließlich die Netzbelastung weiter, so überwiegt die Hauptstromwicklung, die Zusatzspannung nimmt entgegengesetzt zu und die Batterie wird zur Entladung gezwungen.

Damit diese Arbeitsweise der Zusatzmaschine erreicht wird, muß dieselbe im geraden Teil der Leerlaufscharakteristik arbeiten (Fig. 266). Um das zweckmäßigste Verhältnis der beiden Wicklungen leicht einstellen zu können, empfiehlt es sich, besondere Regler für den Haupt- und Nebenschlußerregerstrom einzubauen.

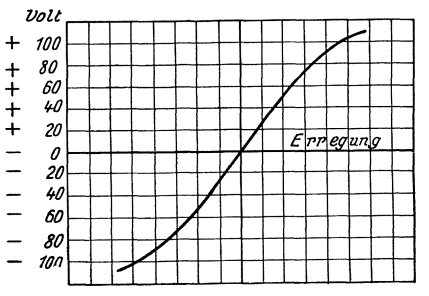


Fig. 266. Charakteristik einer selbstregelnden Zusatzmaschine mit Gegencompoundwicklung.

Die Zusatzmaschine muß für den Höchstentladestrom gebaut sein. Da dieselbe ferner in der Regel auch zum Aufladen der Batterie verwendet werden soll, die Ladespannung aber 3- bis 4 mal höher als die Sammelschienenspannung ist, so wird die Zusatzmaschine zumeist mit zwei Kollektoren ausgerüstet, welche beim Ladebetriebe hintereinander- und beim Pufferbetriebe parallelgeschaltet sind. Ferner wird die Zusatzmaschine stets mit Wendepolen W_p. versehen, um bei allen Stromstärken und Spannungen eine funkenfreie Kommutierung zu erreichen. Der Antrieb erfolge durch einen unmittelbar gekuppelten Gleichstrom-Nebenschlußmotor, der an die Sammelschienen angeschlossen ist, und dessen Drehzahl z. B. beim Ladebetriebe etwas erhöht werden kann.

Wenn diese ganz selbsttätig und zuverlässig arbeitende Pufferschaltung auch für alle Betriebe ausreicht, bei denen es nicht so genau darauf ankommt, die Sammelschienenspannung innerhalb verhältnismäßig sehr enger Grenzen konstant zu halten, so muß sie aber, wenn besonders hohe Anforderungen gestellt werden, noch erweitert werden, indem eine Nachregelung der Nebenschlußerregung der Zusatzmaschine durch einen Schnellregler vorgenommen wird. Dieser Regler muß seinerseits von den Änderungen der konstant zu haltenden Maschinen- oder Sammelschienenspannung beeinflußt werden. Eine solche feine Zusatzregelung ist darum notwendig, weil sich die Spannung der Akkumulatoren auch bei gleichbleibender Lade- und Entladestromstärke ändert und zwar bekanntlich rasch in den ersten Sekunden nach Eintritt der Ladung bzw. Entladung. Das ist aus dem

Verlauf der Kurve Fig. 267 ohne weiteres ersichtlich und auch bereits auf S. 308 erwähnt worden.

Hinsichtlich der für die Pufferanlage zu verwendenden Apparate ist noch folgendes zu bemerken.

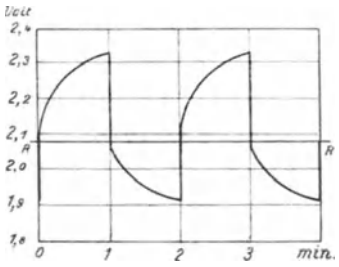


Fig. 267. Spannungsverlauf bei Ladung und Entladung einer Pufferbatterie.

Wird durch irgendeinen Umstand der Stromkreis des Antriebsmotors der Zusatzmaschine unterbrochen z. B. durch das Ansprechen der Sicherungen oder des selbsttätigen Schalters, so geht die in Reihe mit der Batterie liegende Zusatzmaschine durch, und zwar weil ein Entladestrom durch die Zusatzmaschine fließt, während eine Ladespannung erzeugt wird und umgekehrt. Um dieses zu verhüten, können verschiedene Mittel angewendet werden. Die einfachste und praktischste Schaltung ist die, die Zusatzmaschine kurzzuschließen, sobald der Antriebsmotor abgeschaltet wird, wie das in Fig. 265 angegeben ist. Der Motorstromkreis wird durch einen selbsttätigen Maximalstromschalter $M.Sch_{max}$. gesichert, der besondere Hilfskontakte besitzt, über die beim

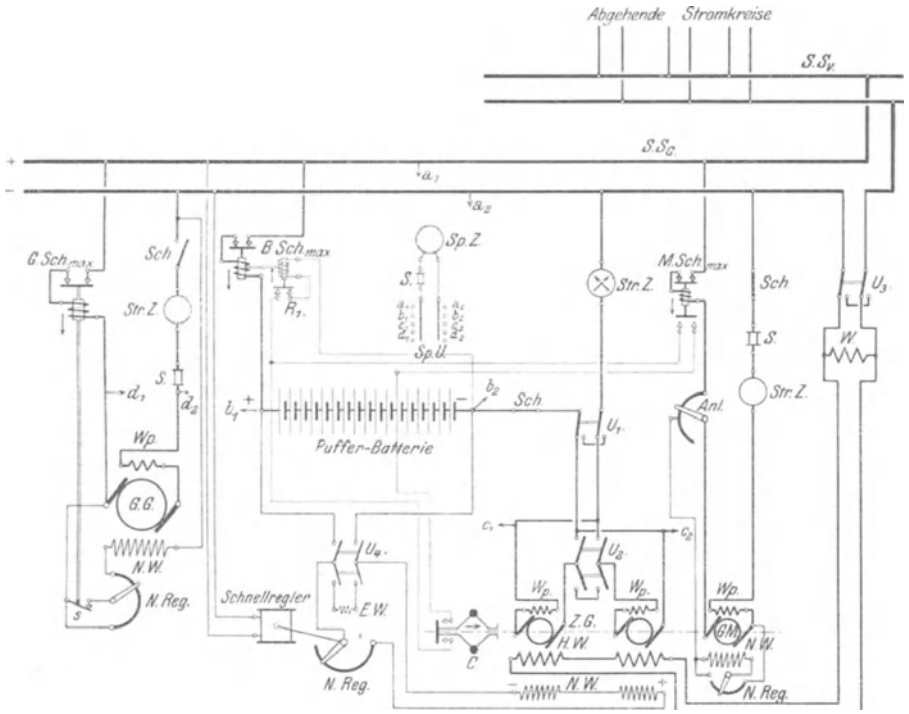


Fig. 268. Pufferung durch Nebenschluß- und Gegencompoundwicklung (zweite Schaltung, Oerlikon).

Ansprechen ein Relais R_2. in Tätigkeit gesetzt wird. Durch dieses Relais wird die Hauptstromwicklung *H.W.* der Zusatzmaschine geöffnet und in die Nebenschlußwicklung *N.W.* der ganze Regelwiderstand *N.Reg.* eingeschaltet. Dann wird der Relaisstromkreis des selbsttätigen Kurzschlußschalters *K.Sch.* und damit dieser selbst geschlossen. Die Zusatzmaschine ist dadurch überbrückt.

Eine zweite, etwas einfachere Schaltung ist in Fig. 268 zur Darstellung gebracht, bei welcher das Abschalten des Motors durch seinen selbsttätigen Maximalstromschalter $M.Sch_{max}$. das Ansprechen des Maximalstromschalters im Batteriestromkreise $B.Sch_{max}$. bewirkt. Hierbei wird demnach der Batteriestromkreis unterbrochen.

Dient ein asynchroner Drehstrommotor zum Antriebe der Zusatzmaschine, so muß der selbsttätige Schalter im Motorstromkreise noch mit Nullspannungsauslösung versehen sein, um auch dann Sicherheit zu bieten, wenn die Spannung auf der Drehstromseite fortbleibt (Fig. 265). Außerdem muß dieser Schalter so gebaut sein, daß er beim Betätigen von Hand den Relaisstromkreis der Schutzanordnung nicht schließt.

Ganz besonders sei hervorgehoben, daß Streifersicherungen im Motorstromkreise nicht benutzt werden dürfen.

Zur weiteren Sicherung kann man auch noch den Puffermaschinensatz mit einem Zentrifugalkontakt *C.* versehen, durch welchen beim Versagen der anderen Schutzvorrichtungen ein besonderer, unabhängiger Relaiskontakt R_1. geschlossen wird, der das Ansprechen des Batterieschalters hervorruft. In Fig. 265 und 268 ist auch diese Sicherheitsschaltung eingezeichnet.

An sonstigen Apparaten sind noch zu benutzen: ein zweipoliger Umschalter U_2. für die Schaltung der beiden Kollektoren in Reihe oder parallel, ferner ein Umschalter U_1. ohne Unterbrechung zum Ein- und Ausschalten der Zusatzmaschine. Der Umschalter U_3. dient zum Kurzschließen des Regelwiderstandes für die Hauptstromwicklung, während mittels des doppelpoligen Aus- und Umschalters U_4., der mit einem Entladewiderstande *E.W.* versehen ist, die Nebenschlußwicklung *N.W.* aus- und eingeschaltet wird. Alles dieses gilt sowohl für Fig. 265 als auch für Fig. 268. In Fig. 268 ist noch angedeutet, daß der Nebenschlußregler der Zusatzmaschine mit einem Schnellregler in Verbindung gebracht ist.

c) Die Pirani-Schaltung. Eine andere, von den bisher behandelten grundsätzlich abweichende, heute sehr häufig benutzte Schaltung ist die von Pirani angegebene, die besonders dann Anwendung findet, wenn es sich um sehr stark schwankende Belastungsverhältnisse, wie z. B. bei Walzwerks-, Förder- und Bahnbetrieben, sowie in Umformerwerken handelt, und trotzdem die Sammelschienenspannung konstant gehalten werden soll. Die Fig. 269 zeigt das Schaltbild für eine derartige Anlage unter Fortlassung aller Apparate.

Bei der Pirani-Schaltung wird ein Maschinensatz verwendet bestehend aus einer gewöhnlichen Gleichstrom-Zusatzmaschine mit Fremd-

erregung *Z.G.*, einer unmittelbar gekuppelten kleinen Erregermaschine *E.M.* und dem Antriebsmotor $D_A.M.$ Die Zusatzmaschine ist ständig mit der Batterie hintereinandergeschaltet; sie erhält aber gegenüber Fig. 265 und 268 den Strom für ihre Erregung von der besonderen Erregermaschine.

Letztere besitzt eine Haupt- und eine Nebenschlußwicklung (*H.W.* und *N.W.* in Fig. 269), die derart geschaltet sind, daß sie sich in ihren Wirkungen auf den Anker der Maschine entgegenarbeiten. Je nachdem die Hauptstrom- oder die Nebenschlußwicklung überwiegt, wird die Richtung des von der Erregermaschine und infolgedessen von der Zusatzmaschine gelieferten Stromes gewechselt. Die *N.W.* liegt an den Klemmen der Batterie und die *H.W.* in der negativen Sammelschiene,

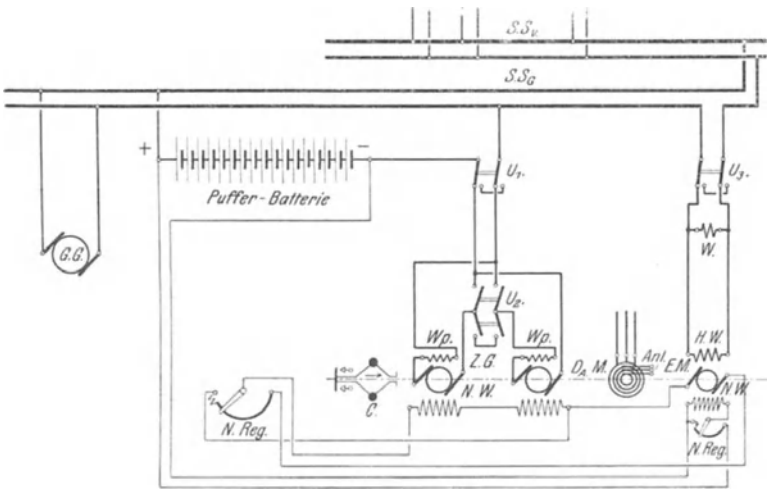


Fig. 269. Pufferung nach der Pirani-Schaltung.

so daß die Wirkung der Hauptstromwicklung von der Belastung abhängig ist, also mit derselben veränderlichen Strom erhält, während die *N.W.* von der Spannung der Batterie, die mit der Belastung schwankt, beeinflußt wird.

Durch diese Schaltung wird wiederum erreicht, daß sich die Richtung der von der Zusatzmaschine erzeugten Spannung entsprechend dem jeweiligen Belastungszustande des Netzes ändert, und zur Batteriespannung oder zur Sammelschienenspannung hinzugefügt wird.

Die Arbeitsweise der gesamten Schaltung ist nun folgende: Durch das Gegeneinanderschalten der beiden Wicklungen der Erregermaschine wird je nach den Stromverhältnissen im Netze bald die eine, bald die andere zur Wirkung kommen, und dadurch die Batterie veranlaßt, bei Überlastungen kräftig an der Stromlieferung ins Netz teilzunehmen, bei Entlastungen den überflüssigen Strom der Generatoren aufzunehmen und sich zu laden. Die zweite Aufgabe ist ferner die, die Sammel-

schienenspannung bei allen Belastungsänderungen auf unveränderter Höhe zu halten.

Tritt im Netze keine Belastung auf, so arbeitet die Erregermaschine als reine Nebenschlußmaschine. Der von ihr der Magnetwicklung der Zusatzmaschine zugeführte Strom bringt ein Feld in solcher Richtung hervor, daß sich die Spannung derselben zu der Sammelschienenspannung zusetzt, und somit ein Aufladen der Batterie entsprechend ihrem jeweiligen Zustande erfolgt.

Wird jetzt das Netz zunächst unterhalb der normalen Leistung der Generatoren belastet, so durchfließt der Strom in der negativen Sammelschiene gleichzeitig die Hauptstromwicklung der Erregermaschine in entgegengesetzter Richtung als der Nebenschlußstrom in der Nebenschlußwicklung und schwächt das Feld der Erregermaschine. Dadurch sinkt die Spannung der Erregermaschine, der Ankerstrom nimmt ab, und die Zusatzmaschine wird also schwächer erregt. Die von letzterer erzeugte Zusatzspannung für die Batterie geht zurück. Die Batterie wird demnach nur noch so viel Strom von den Generatoren erhalten, als gegenüber dem vom Netz geforderten an den Sammelschienen zur Verfügung steht.

Nimmt die Belastung im Netze zu, so stellt sich, wenn Netzbelastung und Generatorleistung gleich sind, für die Erregermaschine ein Zustand ein, bei welchem das von der Hauptstromwicklung erzeugte Feld gleiche Stärke wie das von der Nebenschlußwicklung hervorgebrachte besitzt. Die Zusatzmaschine wird also spannungslos und die Batterie weder geladen noch entladen.

Übersteigt die Belastung des Netzes diejenige, die die Generatoren bei normaler Vollbelastung abgeben können, so wird die Wirkung der *H.W.* der Erregermaschine gegenüber derjenigen der *N.W.* vorherrschend, die Erregermaschine und somit die Zusatzmaschine polt sich um, und wenn letztere bisher eine Spannung erzeugte, die sich zur Sammelschienenspannung addierte, so erhält die Zusatzspannung jetzt eine derartige Richtung, daß sie sich zur Spannung der Batterie addiert. Die Batterie wird also je nach der Stärke der Belastung mehr oder weniger kräftig zur Stromlieferung herangezogen.

Diese Arbeitsweise der Zusatzmaschine geht vollkommen selbsttätig vor sich, ohne daß irgendein Eingreifen seitens des Maschinenwärters notwendig ist. Mit Hilfe der im Schaltbilde angegebenen Nebenschlußregler *N.Reg.* ist man in der Lage, die Arbeitsverhältnisse je nach Wunsch zu verschieben bzw. eine außerordentliche Feinheit der Regelung einzustellen. Die S.S.W. benutzen im Gegensatze zu dem in Fig. 269 gezeichneten Chuntwiderstande *W.* im Erregerstromkreise der Zusatzmaschine noch eine Eisen-Aluminiumzelle, um die Wirkung zu erhöhen[1]).

Durch Gleichungen läßt sich der ganze Vorgang kurz folgendermaßen darstellen:

[1]) Siehe W. Weissbach: Die umkehrbare Batteriezusatzmaschine Bauart Pirani der Siemens-Schuckert-Werke. EKB. 1908, Heft 9.

Bezeichnet:

$AW_h' = J_{\max} \cdot \mathfrak{w}_h$ die Amperwindungen der Hauptstromwicklung der Erregermaschine bei höchster Belastung des Netzes,

$AW_h'' = J_{\min} \cdot \mathfrak{w}_h$ diejenigen bei der geringsten Belastung des Netzes,

$AW_n = i_n \cdot \mathfrak{w}_n$ die Amperwindung der $N.W.$ der Erregermaschine,

AW_x die resultierenden Amperwindungen bei höchster Spannung,

so wird bei Entladung der Batterie:

$$AW_x = J_{\max} \cdot \mathfrak{w}_h - i_n \cdot \mathfrak{w}_n; \tag{204}$$

bei Ladung der Batterie:

$$AW_x = i_n \cdot \mathfrak{w}_n - J_{\min} \cdot \mathfrak{w}_h, \tag{205}$$

und somit folgt durch Addition der Gl. (204 u. 205) die größte Stromschwankung:

$$J_{\max} - J_{\min} = \frac{2\,AW_x}{\mathfrak{w}_h}. \tag{206}$$

Ist Generatorstrom und Netzbelastung gleich, so liefert, wie oben erwähnt, die Zusatzmaschine keine Spannung, und es ist die Amperwindungszahl der Nebenschlußerregung gleich der durch die mittlere Stromstärke erzeugten Amperwindungszahl der $H.W.$ also:

$$i_n \cdot \mathfrak{w}_n = \left(\frac{J_{\max} - J_{\min}}{2}\right) \cdot \mathfrak{w}_h, \tag{207}$$

und die mittlere Stromstärke:

$$\frac{J_{\max} - J_{\min}}{2} = \frac{i_n \cdot \mathfrak{w}_n}{\mathfrak{w}_h}, \tag{208}$$

oder die mittlere Spannungsschwankung:

$$\frac{E_{\max} - E_{\min}}{2} = \frac{i_n \cdot w_n}{w_h}, \tag{209}$$

wenn w_n bzw. w_h die Widerstände der $N.W.$ bzw. $H.W.$ bezeichnen.

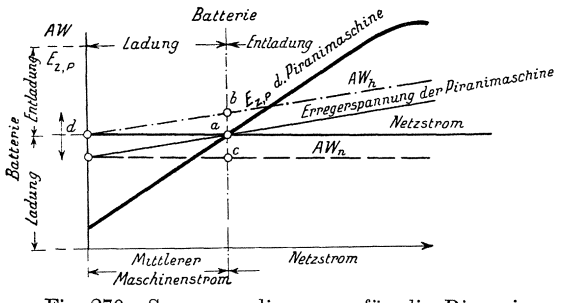


Fig. 270. Spannungsdiagramm für die Pirani-Zusatzmaschine.

In Fig. 270 ist die Arbeitsweise des Pirani-Maschinensatzes durch Schaulinien dargestellt. Man kann aus denselben ohne weiteres erkennen, in welcher Weise eine Spannungsregelung durch die Zusatzmaschine, sowie die Ladung und Entladung der Batterie vor sich gehen.

Im Punkte a der Netzbelastung, wo der Netzstrom und der mittlere Maschinenstrom gleich sind, ist $\overline{a\,b}$ = Wirkung der $H.W.$ gleich $\overline{a\,c}$ = Wirkung der $N.W.$

Im Punkte d ist nur die $N.W.$ wirksam. Der Verlauf der Erregerspannung der Zusatzmaschine und derjenige der von dieser erzeugten Zusatzspannung ist aus den Schaulinien deutlich ersichtlich. Beim Entladen der Batterie sinkt die Spannung derselben und mithin auch die Wirkung der $N.W.$ der Erregermaschine. Die Zusatzdynamo wird dann also in dem Sinne arbeiten, daß die Batterie verstärkt an der Stromlieferung teilnimmt. Umgekehrt steigt beim Laden der Batterie ihre Klemmenspannung, das von der $N.W.$ erzeugte Feld wird verstärkt und die Zusatzmaschine infolgedessen kräftiger zum Aufladen der Batterie gezwungen. Da Erregermaschine und Zusatzmaschine unter stark wechselnden Kommutierungsverhältnissen zu arbeiten haben, werden dieselben naturgemäß mit Wendepolen ausgerüstet.

Der Antrieb des Pirani-Maschinensatzes erfolgt je nach den obwaltenden Verhältnissen entweder durch einen Gleich-

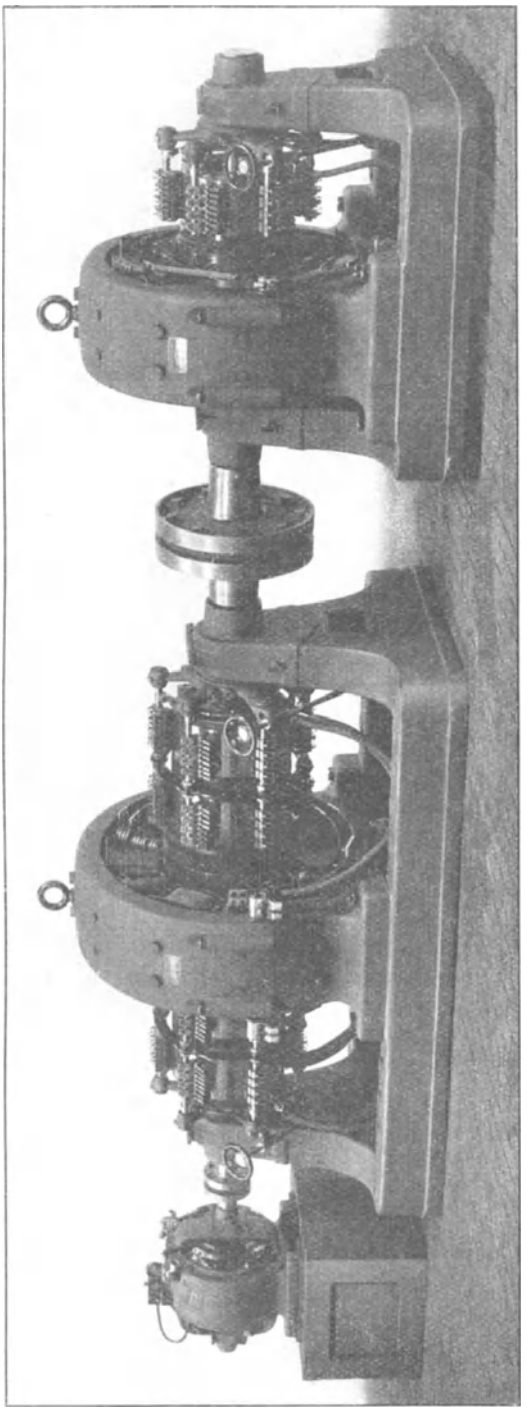


Fig. 271. Pirani-Maschinensatz der S. S. W.

strom-Nebenschluß- oder auch durch einen asynchronen Drehstrommotor in unmittelbarer Kupplung durch eine Lederbandkupplung. In Fig. 271 ist ein solcher Maschinensatz mit einem Gleichstrommotor als Antriebsmotor abgebildet.

Um die Zusatzmaschine auch zur gelegentlichen Überladung der Batterie heranzuziehen, ist dieselbe wiederum mit zwei Kollektoren gebaut (Fig. 269). Hinsichtlich der Apparate, der Erscheinung des Durchgehens usw. gilt alles auf S. 323 Gesagte sinngemäß.

d) Die Lancashire-Zusatzmaschine. Schließlich soll noch diese, heute ebenfalls häufig zur Anwendung kommende Schaltung einer

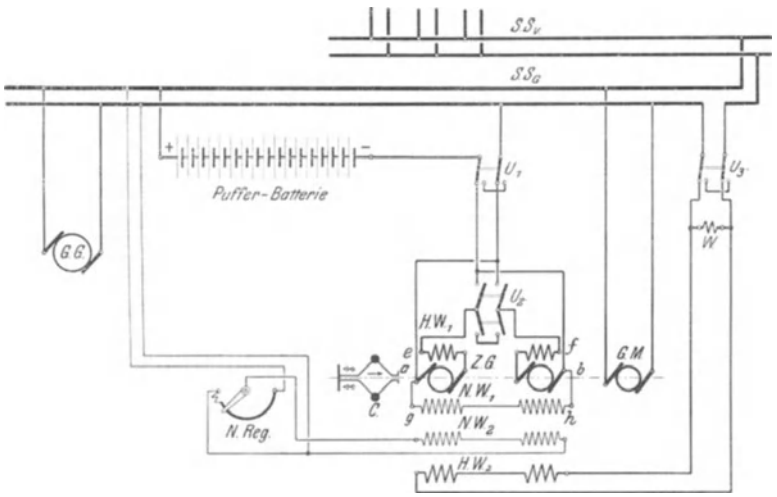


Fig. 272. Schaltbild für eine Pufferanlage mit Lancashire-Zusatzmaschine.

Pufferanlage kurz Erwähnung finden. In Fig. 272 ist auch hierfür ein Schaltbild gezeichnet. Wie daraus ersichtlich, besitzt die Zusatzmaschine *Z.G.* außer einer Nebenschluß- und einer Hauptstromwicklung ($N.W_2$. und $H.W_2$.) noch zwei weitere Magnetwicklungen ($N.W_1$. und $H.W_1$.). Die eine derselben *g h*, liegt im Nebenschluß zu den Bürsten der Maschine selbst, während die andere *e f* vom Batteriestrome durchflossen wird. Die Wirkungsweise dieser beiden Wicklungen ist folgende:

Sinkt z. B. bei eintretender Entladung die Spannung der Batterie, so vergrößert sich der Spannungsunterschied zwischen den Punkten *a* und *b*, wodurch auch die Wirkung der Wicklung *g h* verstärkt und die Zusatzspannung sofort entsprechend erhöht wird. Die Wicklung *e f*, welche wie gesagt vom Batteriestrome durchflossen wird, wirkt der Wicklung *g h* entgegen und bildet eine für diese notwendige Dämpfung.

Mit einer derartigen Zusatzmaschine kann ohne Zuhilfenahme eines Schnellreglers eine Regelung auf etwa $\pm 2\%$ für den Generatorstromkreis und etwa $\pm 0{,}5\%$ für die Sammelschienenspannung herbeigeführt werden. Der Aufbau der Maschine ist aber infolge der vier Erreger-

wicklungen, welche viel Raum und großes Kupfergewicht erfordern, ziemlich umständlich und der Preis daher entsprechend hoch.

Auch diese Maschine wird in der Regel mit zwei Kollektoren ausgeführt, um sie zur Aufladung der Batterie heranziehen zu können.

e) Allgemeine Vorzüge der Pufferung. Alle diese Einrichtungen zur Belastungs- und Spannungsregelung haben den Vorteil, daß die Hauptgeneratoren stets selbst bei starken Belastungsschwankungen gleichmäßig belastet laufen, also voll ausgenutzt werden. Infolgedessen können sie mit dem günstigsten Wirkungsgrad arbeiten, ein Umstand, der keineswegs in gleichem Maße bei der einfachen Parallelschaltung von Generatoren und Batterie zu erreichen ist, zumal im letzteren Falle die Batteriespannung bei plötzlicher stärkerer Beanspruchung rascher fällt als die Generatorspannung. Diese gleichmäßige Belastung der Generatoren beeinflußt natürlich vorteilhaft den Brennstoffverbrauch der Antriebsmaschinen, hat also nach dieser Richtung eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit[1]) zur Folge. Weiter ermöglicht die Anwendung von Zusatzmaschinen mit oder ohne Zuhilfenahme von Schnellreglern eine gleichmäßige Spannung an den Sammelschienen und eine dauernde vorteilhafte Beanspruchung der Batterie, was zumeist namentlich bei größeren Anlagen sonst nicht möglich ist. Unter Umständen können die Generatoren und die Antriebsmaschinen in ihren Leistungen kleiner gewählt werden, da die Überlastungen aus dem Netze durch die Batterie gemildert werden. Auch in bestehenden Anlagen ist eine gesteigerte Ausnutzung der vorhandenen Maschinen durch nachträgliches Einbauen einer solchen Puffereinrichtung erzielbar.

f) Die selbsttätige Belastungsregelung und Pufferung in Wechselstromanlagen. Auch hier benutzt man, wenn es sich um häufige Belastungsschwankungen innerhalb weiten Grenzen handelt, aus den obengenannten wirtschaftlichen Gründen statt der Eil- oder Schnellregler zur Konstanthaltung der Generatorbelastung Akkumulatorenbatterien. Der Erfolg in bezug auf den Belastungsausgleich ist gleich gut wie in Gleichstromanlagen.

Eine derartige Ausgleichseinrichtung besteht im allgemeinen aus einer an das Wechselstromnetz angeschlossenen Motorgeneratorgruppe und aus einer mit der Gleichstromseite dieser Gruppe in Verbindung stehenden Akkumulatorenbatterie. Zwischen Gleichstromgenerator und Batterie wird meistens zur besseren Steuerung des Batteriestromes noch eine Zusatzmaschine geschaltet.

Die Spannung der Gleichstromseite der Ausgleichsgruppe wird gewöhnlich abhängig gemacht von der im Wechselstromnetze fließenden Stromstärke, d. h. je nachdem eine gegebene mittlere Stromstärke der Generatoren, die das Netz speisen, über- oder unterschritten wird, ändert sich die Maschinenspannung gegenüber der Batteriespannung,

[1]) Siehe auch Dr.-Ing. G. Huldschiner: Graphisches Verfahren zur wirtschaftlichen Verteilung der Leistung von Pufferbetrieben auf Maschinen und Akkumulatorenbatterien. EKB. 1913, Heft 5.

wodurch jeweilig eine Entladung oder Ladung stattfindet. Zur selbsttätigen Regelung dieser Spannung bzw. des Ausgleiches haben bis jetzt hauptsächlich zwei Anordnungen weitere Verwendung gefunden. Bei der einen geschieht die Regelung mittels eines Relais, das auf konstante Stromstärke der Generatoren einspielt und einen Widerstand betätigt, von dessen Stellung die Gleichstromspannung der Ausgleichsgruppe abhängig ist, oder indem z. B. ein Tirrill-Regler verwendet wird. Der Grundgedanke der zweiten Anordnung ist der, daß in das Wechselstromnetz ein Reihentransformator geschaltet ist, der einen Einankerumformer speist. Der in diesem Umformer erzeugte Gleichstrom steht im geraden Verhältnis zu dem im Netze fließenden Wechselstrom, und dieser Gleichstrom beeinflußt wieder die Erregung der Gleichstromdynamo zum Zwecke der Ladung oder Entladung. Diese beiden Systeme haben somit das miteinander gemein, daß beide von der im Netze fließenden Stromstärke abhängig gemacht sind.

g) Ausgeführte Wechselstrom-Pufferanlage. Es soll nun der Vollständigkeit wegen eine größere Anlage ausführlicher beschrieben werden, die von der Maschinenfabrik Oerlikon ausgeführt worden ist.

Eine Abweichung gegenüber den oben genannten Systemen besteht bei diesem insofern, daß der den Ausgleich regelnde Apparat nicht auf konstante Stromstärke, sondern auf eine konstante Wattzahl im Wechselstromnetze anspricht. Diese Art der Anordnung dürfte für Anlagen, bei denen der Leistungsfaktor sich stark ändert, wesentliche Vorteile bieten.

Es handelt sich um die an die Sandviken Eisenwerke A.-G. in Sandviken (Mittelschweden) gelieferte Ausgleichsanlage für eine Höchstleistung von ca. 600 KW. Die Sandviken Eisenwerke erhalten Drehstrom mit einer verketteten Spannung von etwa 18 000 Volt und einer Periodenzahl von 50 i. d. Sek. von der etwa 56 km von Sandviken entfernten Kraftstation Näs. In einer Haupttransformatorenstation wird diese Spannung auf etwa 520 Volt herabtransformiert. Laut Kraftlieferungsvertrag darf Sandviken höchstens 1570 KW den Transformatoren entnehmen. Die Belastung ist in zwei Gruppen getrennt, von welchen Gruppe I einen stark schwankenden Leistungsverbrauch hat, während derselbe bei Gruppe II beinahe konstant ist. Die Gruppe I besteht aus etwa 50 Motoren in Größen von 5 bis 30 PS und folgenden Walzwerkmotoren: je 1 Stück zu 600, 500, 300 und 140 PS und je 2 Stück zu 225 und 150 PS. Die Gruppe II umfaßt etwa 60 Motoren in Größen von 50 bis 100 PS. Sämtliche Motoren sind Drehstrommotoren. Aus den mittels registrierendem Wattmeter aufgenommenen Diagrammen hat sich ferner ergeben, daß die während einer gewissen Zeitperiode im Höchstfalle auftretenden Belastungsschwankungen beider Gruppen zusammen um einen willkürlich gewählten Mittelwert etwa 500 bis 600 KW betragen.

Der Zweck der Ausgleichsanlage ist nun der: erstens die Belastungsschwankungen zu vermindern und auszugleichen; zweitens soll durch diesen Ausgleich der oben angegebene Belastungsmittelwert mög-

lichst nahe den 1570 KW gebracht werden können, und soll derselbe durchweg unverändert gehalten werden. Dadurch ist einesteils die Möglichkeit gegeben, die Motorenanlage zu erweitern und zwar durch Anschließen weiterer Drehstrommotoren an das schon vorhandene Drehstromnetz; gleichzeitig können vom Gleichstromgenerator der Gruppe aus eine größere Anzahl Gleichstrommotoren und ebenso ein Teil der Beleuchtung gespeist werden; andernteils sollen dadurch die Betriebskosten bedeutend vermindert werden, und es soll durch diese Ausgleichsanlage in Verbindung mit der Batterie eine Reservekraft im weitesten Sinne des Wortes entstehen.

Das Eisenwerk Sandviken besitzt ferner ein Umformerwerk für 520 Volt Drehstrom auf 220 Volt Gleichstrom; an diesen 220 Volt Gleichstrom liegen eine große Anzahl von Kranmotoren und das ganze Beleuchtungsnetz. Im Falle einer Störung der Drehstromanlage soll sofort eine Reservekraft vorhanden sein, sowohl für Gleichstrom 220 Volt als auch für Drehstrom 520 Volt, und drittens sollen die an den Gleichstromgenerator der Ausgleichsgruppe angeschlossenen Motoren durch Benutzung der Anlage als Reserve nicht stillgesetzt werden müssen. Selbstverständlich soll aber auch die Ausgleichsanlage als solche arbeiten und gleichzeitig als Reservekraft für irgendeinen Zweck herangezogen werden können.

Außer den angegebenen Zwecken, denen die Ausgleichsanlage dienen soll, wurde die Forderung gestellt, daß ihr Betrieb vollständig selbständig also ohne jede besondere Bedienung vor sich geht. Es waren somit Einrichtungen zu treffen, die verhinderten, daß keine größeren Lade- und Entladestromstärken auftreten können als die höchst zulässigen. Es soll ferner möglich sein, das die Regelung leitende Wattmeter leicht auf eine beliebige Leistung einzustellen, um so die Ausgleichsanlage für irgendeinen Mittelwert zu benützen, was hauptsächlich in Zeiten schwachen Stromverbrauches im Netze, wobei die Batterie nie zur Entladung kommen könnte, besonders für die letztere von großem Nutzen sein dürfte. Alle diese Sicherheitsvorrichtungen sollten wiederum aber so einfach wie möglich gehalten werden, um selbst einem ungebildeten Maschinisten verständlich und derart übersichtlich zu sein, daß er selbst vollständige Störungen in kürzester Zeit beheben kann.

Die erwähnten Forderungen an die Anlage bedingten vor allem eine konstante Gleichstrom-Generatorenspannung von 460 Volt; außerdem muß die Spannung der Batterie auf 220 Volt gebracht werden können. Die Regelung des Ausgleiches selbst geschieht durch das Zwischenglied einer Zusatzmaschine. Die eigentliche Ausgleichsgruppe besteht nun aus einem Drehstrom-Synchronmotor bzw. Generator für 520 Volt, Frequenz = 50 und einer Dauerleistung als Motor: 750 bis max. 900 PS, als Generator: 550 KVA bei $\cos\varphi = 0{,}8$, ferner einem Gleichstromgenerator bzw. Motor für 460 Volt und einer Dauerleistung als Generator: 500 bis max. 600 KW und 1100 bis max. 1400 Amp., als Motor: 600 PS, und endlich der Zusatzmaschine für eine Spannung bis 120 Volt und max. 1400 Amp. Alle drei Maschinen sind unmittelbar miteinander

gekuppelt und auf gemeinsamer Grundplatte montiert (Fig. 273). Der Gleichstromgenerator ist zugleich mit drei Schleifringen versehen, an die ein Spannungsteiler für eine Leistung von 40 KW angeschlossen ist zum Zwecke der Teilung der Gleichstromspannung in 2×230 Volt. Bezüglich der Pufferwirkung wurde garantiert, daß Belastungsschwankungen von 600 KW in der Zeit von 15 Sek. bis auf ± 75 KW ausgeglichen werden bei einem mittleren Stromverbrauche im Drehstromnetze von 1570 KW.

Die beiden Gleichstrommaschinen sind mit Wendepolen ausgerüstet. Zur Erregung aller drei Maschinen und gleichzeitigen Regelung des Ausgleiches ist eine besondere Umformergruppe aufgestellt worden, bestehend aus einem Drehstrommotor mit Schleifringanker, Kurzschluß- und Bürstenabhebevorrichtung für eine Leistung von 25 bis 30 PS,

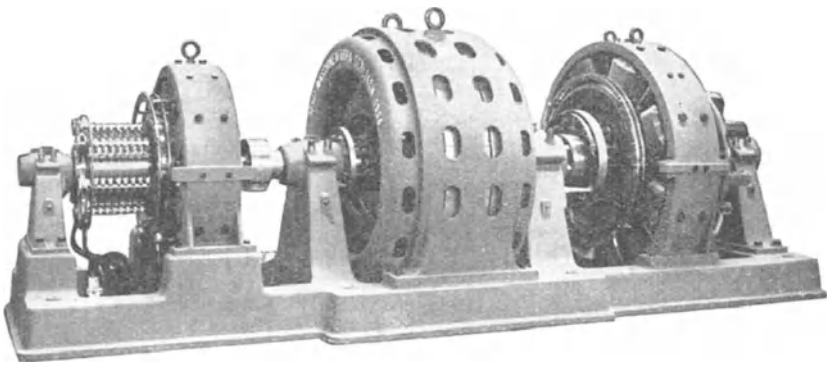


Fig. 273. Maschinengruppe der Ausgleichsanlage Sandviken.
Drehstromgenerator 550 KVA, Gleichstromgenerator 500 KW, Zusatzmaschine 168 KW (Oerlikon).

520 Volt, 970 Umdrehungen, direkt gekuppelt mit einem Gleichstromgenerator von 18 KW, 110 Volt, ferner gekuppelt mit einer Regelmaschine für eine Höchstleistung von etwa 2 KW zur Erregung der Zusatzmaschine. Die 18 KW Gleichstrommaschine gibt die konstante Erregung für den Synchronmotor und den Hauptgleichstromgenerator ab. Die Erregermaschine zur Zusatzmaschine ist mit zwei Erregerwicklungen versehen, die einander entgegengeschaltet sind und von den Erregersammelschienen aus mit konstant bleibender Spannung Strom erhalten. Je nachdem die Spannung der Zusatzdynamo sich zur Spannung der Dynamo oder zur Batteriespannung addieren soll, überwiegt die eine oder die andere der beiden Erregerwicklungen.

Die Batterie besteht aus 228 Elementen mit einer Kapazität von 1406 Amp.-Std. Die höchst zulässige Ladestromstärke ist 850 Amp. Wie oben erwähnt, soll es möglich sein, die Batteriespannung auf 220 Volt zu bringen, wenn dieselbe lediglich als Reservekraft dient. Zu dem Zwecke ist die Batterie in zwei Teile getrennt worden, wobei jeder Teil mit einem Zellenschalter für acht Schaltzellen ausgerüstet ist. Beide

Hälften können für den genannten Zweck parallel geschaltet werden, sind jedoch im Zusammenhange mit dem Ausgleich in Reihe geschaltet.

Das Schaltbild in seinen Grundzügen ist aus Fig. 274 ersichtlich.

In eine der Zuleitungen von den Transformatoren bzw. Generatoren ist das Regelwattmeter $W_{Reg.}$ eingeschaltet, das einen Widerstand be-

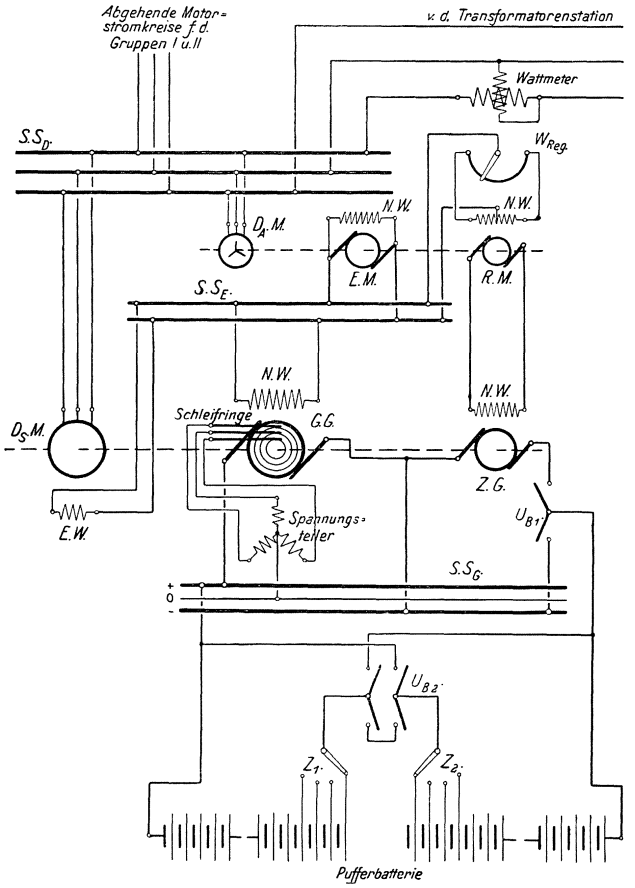


Fig. 274. Schaltbild der Ausgleichsanlage Sandviken.

tätigt, der in Reihe zu den beiden einander entgegengeschalteten und von den Erregersammelschienen $S.S_E.$ aus gespeisten Erregerwicklungen der kleinen, die Zusatzdynamo $Z.G.$ erregenden Maschine $R.M.$ liegt. Von den Hauptsammelschienen $S.S_D.$ zweigen die Zuleitungen zu den Motorgruppen I und II ab, ebenso die Zuleitungen zu dem zur Ausgleichsgruppe gehörenden Synchronmotor $D_s.M.$, zum Antriebsmotor der Erregermaschine $E.M.$ und der schon erwähnten Reguliermaschine $R.M.$ An die beiden Außenleiter der Gleichstromsammel-

schienen $S.S_G$. ist der Gleichstromgenerator $G.G$. und der eine Pol der Batterie angeschlossen, während der zweite Pol der Batterie mittels des Umschalters U_{B1}. bei Benutzung der Anlage zum Ausgleich an die Zusatzmaschine $Z.G$., bei Reservebetrieb aber an den andern Außenleiter der Sammelschienen $S.S_G$. zu liegen kommt. Mit dem Umschalter U_{B2}. lassen sich die beiden Batteriehälften zu dem schon genannten Zwecke parallel schalten. Der Spannungsteiler (in der Abbildung im Zusammenhang mit dem Generator $G.G$. als Drehstromtransformator eingezeichnet) ist mit dem Mittelleiter der Sammelschienen $S.S_G$. verbunden. Zwischen je einem Außenleiter und dem Mittelleiter herrscht somit eine Spannung von 230 Volt, da die Spannung zwischen beiden Außenleitern konstant 460 Volt beträgt.

Entspricht nun der Verbrauch der Drehstrom-Sammelschienen $S.S_D$. genau der in der Generatorzuleitung konstant sein sollenden Leistung, so wird der Schalthebel des Reglers $W_{Reg.}$ eine derartige Stellung einnehmen, daß die Spannung des Hauptgenerators $G.G$. und der Zusatzmaschine $Z.G$. zusammen gleich ist der elektromotorischen Kraft der Batterie, d. h. es wird die Batterie weder geladen noch entladen. Steigt die Belastung in den Drehstrom-Sammelschienen gegenüber der Leistung der Generatoren, so wird der Schalthebel des Reglers $W_{Reg.}$ eine andere Stellung einnehmen und zwar eine solche, daß die eine Entladung bewirkende Erregerwicklung der Regelmaschine $R.M$. die andere Erregerwicklung überwiegt, d. h. die Spannung der Zusatzmaschine wird sich zur Batteriespannung addieren, und die Batterie somit entladen. Sinkt die Belastung im Netze unter die von den Generatoren zugeführte Leistung, so wird der Schalthebel des Reglers $W_{Reg.}$ nach der gegenüber dem obenerwähnten Fall entgegengesetzten Richtung regulieren, d. h. die eine Ladung bewirkende Erregerwicklung der Regelmaschine wird zur Geltung kommen, so daß die Zusatzmaschine eine Spannung gibt, die sich zur Generatorspannung addiert, wodurch die totale Maschinenspannung gegenüber der elektromotorischen Kraft der Batterie höher ist, und deshalb ein Ladestrom nach der Batterie fließen wird. Steht der Schalthebel in der Mitte des Widerstandes, so fließt durch beide Erregerwicklungen infolge gleichen Widerstandes gleich viel Strom, wodurch die Wirkungen beider Wicklungen sich aufheben; beim Regeln wird dann gleichzeitig bei der einen Wicklung Widerstand vorgeschaltet, bei der andern dagegen ebensoviel Widerstand abgeschaltet.

Der Regler $W_{Reg.}$ ist nach dem System Thury gebaut. Auf seine Beschreibung soll aber nicht weiter eingegangen werden, da hier wiederum nur die allgemeine Arbeitsweise der Gesamteinrichtung von Interesse ist. Es sei nur bemerkt, daß an diesen Regler auch die Sicherheitsvorrichtungen angebracht worden sind, die einen zu großen Lade- oder Entladestrom verhindern sollen und zwar in Form von zwei übereinander angeordneten Solenoiden, die der jeweiligen Bewegung des Wattmeters entgegenwirken, sobald die zulässigen Stromstärken überschritten werden.

Auf eine besondere Schalteinrichtung muß indessen noch hingewiesen werden.

Es kann vorkommen, daß die Batterie praktisch entladen und daß gleichzeitig Kraftmangel im Drehstromnetz vorhanden ist. Die Regeleinrichtung würde nun die Spannung der Ausgleichsgruppe gegenüber der Spannung der Batterie so weit erniedrigen, daß trotz der vorgeschrittenen Entladung noch mehr Strom der Batterie entnommen würde,

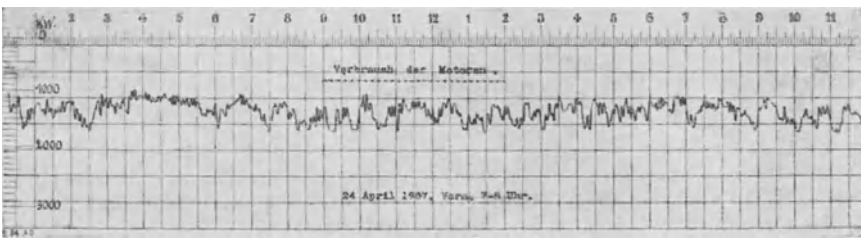


Fig. 275.

wodurch letztere Schaden leiden könnte. Dies wird wiederum sicher vermieden durch ein besonderes Relais. Sinkt die Spannung pro Zelle unter einen geringsten Wert, so schaltet dieses Relais einen Widerstand in die eine Entladung hervorrufende Erregerwicklung der kleinen Regeldynamo *R.M.* ein, so daß, auch wenn der Schalthebel des von dem Wattmeter gesteuerten Regelwiderstandes am Ende auf Entladung

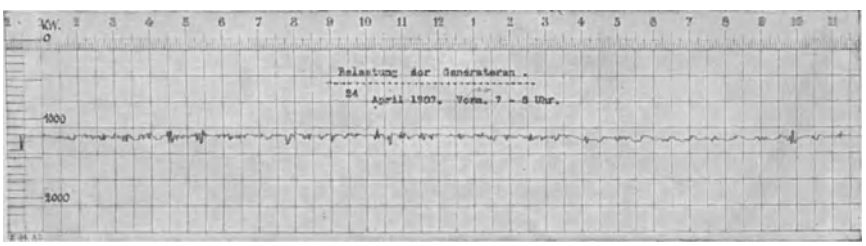


Fig. 276. Leistungsdiagramme der Ausgleichsanlage Sandviken.

steht, die Spannung der Batterie und der Ausgleichsgruppe sich gerade noch das Gleichgewicht halten, und eine weitere Entladung somit nicht eintreten kann. Dabei kann aber ohne weiteres bei freiwerdender Energie im Drehstromnetze immer wieder geladen werden, ohne daß irgend etwas geändert werden muß. Steigt die Spannung, so wird der obenerwähnte Widerstand wieder kurzgeschlossen, wodurch die Batterie entladebereit ist. Gleichzeitig ist mit diesem Relais eine Signallampe verbunden, die, sobald das Relais arbeitet, aufleuchtet, wodurch die Bedienung in Kenntnis gesetzt wird, daß die Batterie entladen ist.

Etwas anders liegt die Sache für die Ladung. Ein Element kann bei 2,5 Volt schon voll geladen, aber auch bei derselben Spannung noch

aufnahmefähig sein. Um die Batterie vor Überladung zu schützen, ist also in gewisser Hinsicht eine Aufsicht erforderlich, die auf das Kriterium der Gasbildung zu achten hat. Die Höchstspannung der Ausgleichsgruppe ist bei Sandviken derart gewählt worden, daß eine Überladung während des Pufferbetriebes nicht stattfinden kann. Zur Vollaufladung oder eventuellen Überladung der Batterie wird dieselbe dann parallel geschaltet, und die Spannung des Generators auf den nötigen Wert gebracht, indem in die Erregerwicklung Widerstand eingeschaltet wird.

Über den Ausgleich der Belastungsschwankungen geben die in Fig. 275 und 276 gezeichneten Stundendiagramme Aufschluß. Dieselben sind mittels zweier registrierender Wattmeter zur selben Zeit aufgenommen worden; das eine zeigt die variable Motorbelastung, das andere die konstante Belastung der Transformatoren bzw. der Generatoren. Die Dämpfung der beiden Wattmeter ist für beide gleich gewesen.

Daß für den vorliegenden Betrieb nur eine Ausgleichsanlage, bei der auf eine bestimmte Wattzahl reguliert wird, praktischen Erfolg haben konnte, ergeben ohne weiteres die in Tab. XXVII zusammengestellten Messungen bezüglich $\cos\varphi$ des Verteilnetzes von Sandviken.

Tabelle XXVII.

Nr.	KW	$\cos\varphi$	Bemerkungen
1	1075	0,6825	
2	1050	0,688	
3	1039	0,708	ungefähr gleiche Leistung
4	1062	0,766	
5	1050	0,8625	
6	707,5	0,566	niedrigster Wert
7	800	0,5875	
8	838	0,6075	in derselben Stunde gemessen, wie die Diagramme in Fig. 275 und 276 aufgenommen worden sind
9	843	0,85	
10	975	0,7275	
11	1075	0,6825	
12	1055	0,712	
13	1283	0,8275	
14	1386	0,751	
15	1423	0,865	
16	1500	0,895	Höchstwert

Wie die Punkte 1 bis 5 zeigen, ist sogar für ungefähr dieselbe Wattbelastung $\cos\varphi$ stark veränderlich, so daß es somit nicht möglich wäre, eine vom Strom abhängige Regulierung derart einzurichten, daß für eine bestimmte Leistung und einen zu dieser Leistung gehörenden bestimmten $\cos\varphi$ der wattlose Strom bezüglich der Regulierung umgangen werden könnte. Punkt 6 und 16 zeigen den niedrigsten und höchsten Wert für $\cos\varphi$; die Punkte 7 bis 13 sind gleichzeitig mit den Diagrammen (Fig. 275 und 276) aufgenommen worden; durch die letzteren ist somit deutlich erwiesen, daß die Regelung unabhängig von $\cos\varphi$ auf eine bestimmte Leistung (im gegebenen Falle etwa 1230 KW) einstellt.

Ist nun die Ausgleichsgruppe im Betriebe, so kann zwischen den beiden Außenleitern der Gleichstromsammelschienen $S.S_G$. bei konstanter Spannung von 460 Volt Gleichstrom zur Speisung von Motoren und Beleuchtung abgenommen werden. Dabei kann die Beleuchtung für 220 Volt in Dreileiterschaltung angeordnet sein und der Netzmittelleiter mit der durch den Spannungsteiler hergestellten Null-Sammelschiene verbunden werden. Es läßt sich leicht einrichten, daß die Anzahl der Glühlampen bzw. Kerzenstärken pro Außenleiter ungefähr gleich ist, wodurch der Mittelleiter beinahe entlastet wird. Soll 220 Volt Gleichstrom zum Betriebe irgendeines Motors während des Ganges der Ausgleichsgruppe und von derselben aus nötig sein, so kann eine Leistung von ca. 40 KW bei 230 Volt dem Spannungsteiler entnommen werden, welche Leistung für die meisten derartigen Fälle genügt. Die 10 Volt Überschuß gehen als Spannungsverlust in den Verteilungsleitungen verloren.

Bei Abgabe von 520voltigem Drehstrom an das Netz durch den Synchronmotor bzw. Generator der Ausgleichsanlage ist die Schaltung genau gleich wie beim Ausgleichsbetriebe nur mit dem Unterschiede, daß das Regelwattmeter samt dazugehörigem selbsttätigem Schalter festgestellt ist, und die Regelung je nach Belieben von Hand geschieht.

Steht die Kraftanlage still, und soll die Batterie zur Reserve herangezogen werden, so kann dieselbe je nach Wunsch 440 Volt, oder bei Parallelschaltung der beiden Batteriehälften 220 Volt abgeben. Mit Hilfe der beiden Zellenschalter läßt sich diese jeweilige Spannung für die verschiedenen Ladezustände konstant halten.

Es ist diese Anlage ausführlicher beschrieben worden, weil sie z. B. für solche Fälle anwendbar ist, wo Betriebe mit stark schwankenden Belastungsverhältnissen an Überlandzentralen anzuschließen sind. Ohne solche Ausgleichsvorrichtungen wäre mit Rücksicht auf die anderen Stromverbraucher sonst der Anschluß nicht möglich.

III. Abschnitt.

Die Sicherungs-, Schalt-, Meß-, Signal- und Überspannungsschutzvorrichtungen.

In diesem Abschnitte sollen nunmehr die für die Stromerzeugungs- und -verteilungsanlagen erforderlichen Apparate und Instrumente besprochen werden, soweit sie für die Führung eines sicheren Betriebes also für die einzelnen Schaltungen, die gefahrlose und schnelle Lokalisierung bzw. Beseitigung von unzulässigen Betriebszuständen und Störungen, die Aufsicht über die Belastungsverhältnisse und die damit verbundenen betriebsmäßig auszuführenden Messungen, die Verständigung zwischen Schalttafel- und Maschinenbedienungspersonal u. dgl. notwendig sind. Das im I. Bd. nach dieser Richtung bereits Gesagte wird hier erweitert bzw. ergänzt und zwar in erster Linie für die Einrichtungen des Kraftwerkes und die von diesem ausgehenden Hauptverteilungsstromkreise, da aus Gründen, die im folgenden besonders beleuchtet werden, bei der Wahl der Apparate und Instrumente für die Einrichtungen eines Kraftwerkes schon mittleren, ganz besonders aber großen Umfanges wesentlich andere Gesichtspunkte zu beachten sind, als wenn es sich um eine Transformatoren- oder Umformeranlage, den Betrieb von Motoren u. dgl. handelt. Um Fehlgriffe in der Auswahl und Anordnung der Vorrichtungen zu vermeiden, die sich hier unter Umständen ganz besonders schwer bemerkbar machen können, ist eine allgemeine Kenntnis der Grundbedingungen, denen die einzelnen Konstruktionen genügen müssen, und der Apparate und Instrumente in ihrer Arbeits- und Wirkungsweise unbedingt notwendig.

Die Auswahl der Apparate und Instrumente richtet sich naturgemäß nach dem Zwecke, dem dieselben dienen sollen, nach dem Charakter und der Größe bzw. dem Umfange der Anlage, ferner nach der Stromart und Größe der Maschinenleistungen, der Höhe der Spannungen, dem Parallelbetriebe, dem Verlauf der Belastungen während einer bestimmten Betriebszeit und der Art der Fernleitung (Freileitung oder Kabel). Alles Überflüssige soll streng vermieden werden, da dadurch die Betriebssicherheit nicht erhöht, wohl aber die Übersicht über die Gesamteinrichtungen verschlechtert werden kann. Da ferner selbstverständlich die Aufgabe, die eine bestimmte Vorrichtung erfüllen soll, konstruktiv gleich gut auf mannigfache Weise zu lösen ist, so wird im Nachfolgenden von der Beschreibung einzelner Konstruktionen, soweit

die Vollständigkeit der Stoffbehandlung nicht beeinträchtigt wird, abgesehen und der Hauptwert nur auf die Feststellung dieser Aufgaben und ihrer Erfüllung in allgemeiner Beziehung gelegt werden.

23. Die Sicherungs- und Schaltapparate für Spannungen bis etwa 1000 Volt.

a) Die Sicherungsvorrichtungen im allgemeinen zunächst haben die Aufgabe, die Stromerzeuger, Akkumulatorenbatterien und die sonstigen maschinellen Einrichtungen vor der Gefährdung durch unzulässige Betriebszustände zu schützen. Solche unzulässigen Betriebszustände bestehen: in zu hohen Stromstärken (Überstrom), in plötzlichem Fortbleiben der Netzspannung, im Unterschreiten einer geringsten Stromstärke an einer bestimmten Stelle der Anlage und in der Umkehr der Stromrichtung. Die Auswahl der in den verschiedenen Fällen in Frage kommenden Schutzvorrichtungen richtet sich in der Hauptsache nach der Stromart, der Höhe der Spannung, der Größe der Energie und der Stelle im Gesamtschaltbilde einer Anlage, an welcher der Schutz erforderlich erscheint.

Die Sicherungsvorrichtungen gegen Überstrom haben die Aufgabe, die Generatoren, Motoren, Transformatoren usw. vor Stromstärken zu schützen, die ihnen gefährlich werden können, die also über der normalen Betriebsstromstärke (Dauer- oder Nennstromstärke) liegen. Solche Überströme werden hervorgerufen durch Überlastungen, Kurzschlüsse und Erdschlüsse. Sie können vorübergehend auftreten oder von längerer Dauer sein. Letzteres ist dann der Fall, wenn es sich z. B. um Überlastungen durch den Betrieb einer größeren Anzahl von Stromverbrauchern als zulässig handelt, oder wenn Kurzschlüsse oder Erdschlüsse auftreten, die nicht sofort beseitigt werden. Vorübergehende Überströme werden hervorgerufen durch plötzliche Stromstöße z. B. in Motoranlagen, oder bei Freileitungsanlagen durch das Zusammenschlagen von Leitungen durch Wind, Überbrückung der einzelnen Phasen durch aufschlagende Äste, durchfliegende Vögel usw., oder beim falschen Parallelschalten von Generatoren, beim fehlerhaften Anlassen von Motoren und durch ähnliche Betriebsvorgänge.

Die kurzzeitigen Überströme sind in der Regel kaum von besonderer Bedeutung; eine Betriebsunterbrechung darf dabei, sofern die Ursachen außerhalb der Stromerzeugungsanlage liegen, besonders natürlich, wenn es sich um öffentliche Stromversorgung handelt, nicht eintreten. Beseitigt sich dagegen die Ursache für das Auftreten eines Überstromes nicht sofort von selbst, so müssen in den einzelnen Teilen der Anlage (Kraftwerk, Verteilungsleitung, Anschlußstelle für Stromverbraucher) Vorrichtungen vorhanden sein, die die Fehlerstelle rasch und sicher abtrennen (lokalisieren). Handelt es sich dagegen um ernstere Kurzschlüsse z. B. auf der Fernleitung, in einer Transformatorenstation usw., so ist zu beachten, daß sofort alle Generatoren mit voller Leistung auf die Kurzschlußstelle arbeiten und dabei entweder selbst Schaden nehmen,

oder die zu ihrem Schutze vorhandene Überstromsicherungsvorrichtung zum Ansprechen kommen, und dann unter Umständen das ganze Versorgungsgebiet einer Anlage, also auch gesunde Teile derselben stromlos werden. Es muß daher auch unter solchen Umständen eine schnelle Lokalisierung der Störungsstelle durch die Schutzvorrichtungen erfolgen.

Als selbstverständlich gilt weiter, daß alle Überstromschutzvorrichtungen beim Unterbrechen des Stromkreises auch dann, wenn plötzlich sehr große Leistungen zu schalten sind, sicher arbeiten müssen, und es folgt aus diesen kurzen Betrachtungen somit zunächst, daß von derartigen Schutzapparaten die zwei Grundbedingungen zu erfüllen sind:

1. daß die Unterbrechung eines Stromkreises stets sicher und vollständig (in allen Polen oder Phasen) erfolgt, und daß dabei keine störenden Wirkungen auf die übrigen Teile der Anlage ausgeübt werden;

2. daß sie derart eingerichtet und in den einzelnen Teilen einer Anlage angeordnet sind, daß Störungen sofort lokalisiert, also in möglichster Nähe der Fehlerstelle abgetrennt und gesunde Teile der Anlage nicht in Mitleidenschaft gezogen werden.

Zum Schutze gegen Überstrom werden nun benutzt: Abschmelzsicherungen und selbsttätig wirkende Schalter, letztere ausgeführt entweder als Luft- oder Ölschalter. Das Anwendungsgebiet dieser einzelnen Apparate ist, wie bereits oben angedeutet, durch die Stromart, die Leistungs- und Spannungshöhe ziemlich eng begrenzt.

b) Die Abschmelzsicherungen. Diese bestehen bekanntlich aus leicht schmelzbarem Metall (Blei- oder Silberstreifen), das in geeigneter konstruktiver Form in den zu schützenden Stromkreis eingeschaltet wird und bei einer bestimmten Stromstärke infolge zu starker Erwärmung schmilzt; dadurch wird dann der Stromkreis unterbrochen.

Hinsichtlich der ersten Bedingung verhält sich die Abschmelzsicherung bei Gleichstrom anders als bei Wechselstrom; es sei schon hier kurz bemerkt, daß diese Überstromschutzvorrichtung heute fast nur noch in Niederspannungsanlagen und dort vornehmlich bei Gleichstrom Anwendung findet.

Eine Stromunterbrechung an sich erfolgt wohl zuverlässig, indessen kann bei großer zu unterbrechender Leistung das Ansprechen der Sicherung explosionsartig vor sich gehen und dadurch den Verlust der ganzen Sicherung, unter Umständen sogar größere Beschädigungen der angrenzenden Teile der Schaltanlage zur Folge haben. Aus diesem Grunde sollte man Abschmelzsicherungen über etwa 1000 Amp. und über 500 Volt tunlichst nicht mehr verwenden, sondern die allerdings teuereren, dafür aber auch betriebssicherer arbeitenden selbsttätigen Schalter benutzen. Auch hinsichtlich der geforderten vollständigen (allpoligen) Abtrennung des fehlerhaften Stromkreises arbeiten Abschmelzsicherungen nicht zuverlässig, denn es ist fast stets zu beobachten, daß, wie bereits im I. Bd., S. 284, erwähnt, trotz des Vorhandenseins der Sicherung in allen Polen oder Phasen eines Strom-

kreises (besonders bei Drehstrom) nur eine derselben durchschmilzt, was z. B. in Gleichstromanlagen bei Erdschlüssen, in Drehstromanlagen durch Überlastung der anderen Phase zu Beschädigungen der übrigen Teile der Anlage führen kann.

Hinsichtlich der Stromart ist zu bemerken, daß die Abschmelzsicherungen in Wechselstromanlagen ungünstiger als in

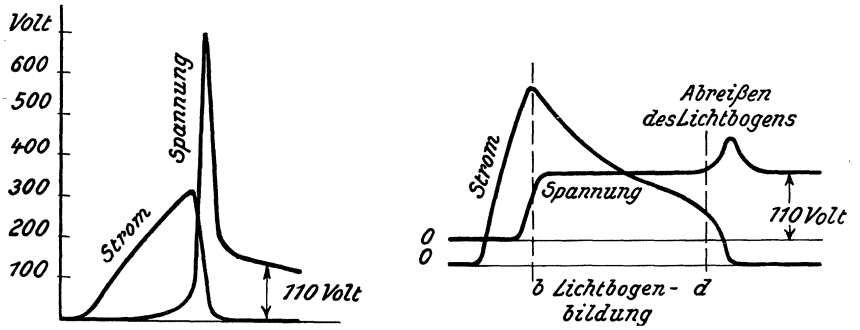


Fig. 277 und 278. Spannungsverlauf beim Unterbrechen eines Stromkreises.

Gleichstromanlagen sind, und zwar liegt die Ursache hierfür in dem unterschiedlichen Auftreten von Überspannungen beim Ansprechen der Sicherung. Die Erzeugung von Überspannungen beim Unterbrechen eines belasteten Stromkreises hängt bei Gleichstrom ganz wesentlich von der Zeit ab, innerhalb welcher sich die Unterbrechung vollzieht. In Fig. 277 und 278 sind hierfür zwei oszillographisch aufgenommene Kurven dargestellt. Geht die Unterbrechung ganz plötzlich und vollständig vor sich (Fig. 277), dann kann die Spannung ungefähr bis zum Sechsfachen des normalen Wertes ansteigen. Da aber die Wicklungen der Maschinen und Apparate für so hohe Spannungen für gewöhnlich nicht isoliert werden, können Wicklungsverletzungen, Durchschläge und außerdem Überschläge die Folge sein. Ist dagegen die Stromunterbrechung nicht so plötzlich, sondern verläuft sie etwas verzögert, so tritt nach Fig. 278 keine nennenswerte Spannungserhöhung ein. Diese letztere Arbeitsweise wird durch die Abschmelzsicherung erfüllt und zwar dadurch, daß bei der Unterbrechung des Stromes ein Lichtbogen auftritt, der gewissermaßen eine allmähliche Abnahme der Leistung bewirkt. Selbstverständlich muß aber die Sicherung so gebaut sein, daß dieser Lichtbogen nicht etwa dauernd stehen bleibt, denn dann wäre naturgemäß jede Schutzwirkung aufgehoben. Um das Verlöschen des Lichtbogens bei hoher Spannung (Gleichstrom 500 Volt und mehr) und in solchen Betrieben, wo öfters starke Kurzschlüsse vorkommen (Bahnanlagen, Schwerindustrie, größere Freileitungsnetze) sicher zu erreichen, ist es ratsam, über dem Schmelzstreifen Metallhörner anzuordnen (Fig. 279), die wie bei den Hörner-

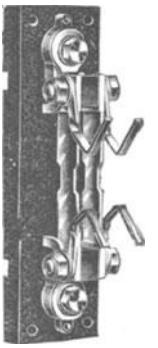


Fig. 279. Schmelzstreifensicherung mit Metallhörnern.

funkenstrecken durch dynamische Wirkung eine Beschleunigung herbeiführen. Abschmelzsicherungen dagegen, bei denen die Unterbrechung unter Öl erfolgt, sind in Gleichstromanlagen unzulässig, weil das Öl ein ganz plötzliches Abreißen des Lichtbogens herbeiführt und selbst durch den Lichtbogen stark oxydiert wird, wodurch es an Isolierfähigkeit und damit an der zuverlässigen Wirkung verliert.

Bei Wechselstrom ist es dagegen unbedingt erforderlich, daß die Unterbrechung eines Überstromes plötzlich, sofort vollständig und tunlichst im Nullpunkte der Stromkurve erfolgt, weil bei dieser Stromart der Lichtbogen Überspannungen erzeugt und unter Umständen zu Resonanzerscheinungen Veranlassung geben kann. Nach oszillographischen Aufnahmen spricht nun aber die Schmelzsicherung im Höchstwerte der Stromkurve an, ist also auch aus diesem Grunde wenig geeignet. Es

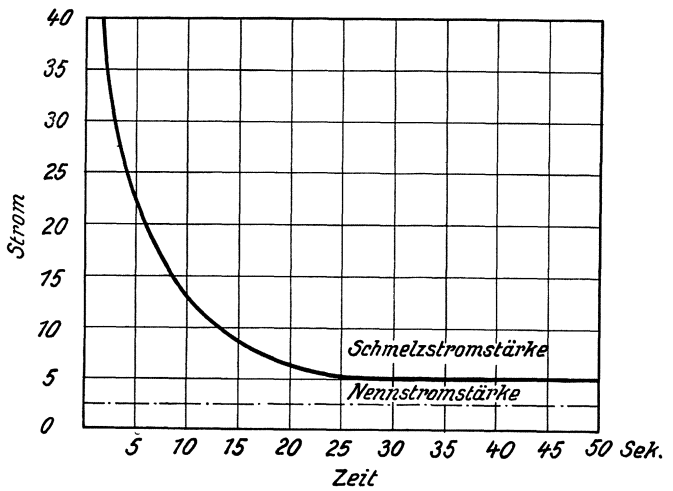


Fig. 280. Charakteristik einer Schmelzstreifensicherung.

ist daher stets zu empfehlen, bei Wechselstrom über 1000 Volt Abschmelzsicherungen zu vermeiden, denn die Gefahr der Einwirkung auf andere Teile der Anlage (Transformatoren, Generatoren) durch Überspannungen steigt mit zunehmender Betriebsspannung ganz bedeutend. Dazu kommt ferner, daß bei Wechselstrom-Hochspannung infolge der dann meist vorhandenen größeren Leistungen mehr noch als bei Gleichstrom mit einer explosionsartigen Wirkung beim Schmelzen der Sicherung gerechnet werden muß, und schließlich sei nochmals auf die unsichere allpolige Abtrennung hingewiesen, die namentlich in Drehstromanlagen schon oft zu Beschädigungen gesunder Teile geführt hat.

Auch die zweite Grundbedingung für die Überstromschutzapparate wird durch die Abschmelzsicherungen nur in sehr beschränktem Maße erfüllt. Das geht ohne weiteres aus der Charakteristik, nach der solche Sicherungen arbeiten (Fig. 280), hervor, die die Abhängigkeit des Schmelzstromes von der Schmelzzeit angibt. Mit zunehmendem Überstrome wird

die Schmelzzeit immer kleiner, und infolgedessen werden bei heftigeren Kurz- und Erdschlüssen und mehreren hintereinander liegenden Sicherungen verschiedener Stärke, wie letzteres in bezug auf die gesamte Anlage sehr häufig der Fall ist, nicht nur diejenigen in unmittelbarer Nähe der Fehlerstelle, sondern auch die Sicherungen in der zugehörigen Hauptverteilungsleitung bzw. am Generator zum Schmelzen gebracht werden, also die geforderte Lokalisierung nicht erreicht. Dazu kommt, daß bei großen Betriebsstromstärken die Querschnitte der Sicherungsstreifen sehr bedeutend ausfallen. Die Justierung kann dann nicht mit der gewünschten Genauigkeit vorgenommen werden, weil die Schmelztemperatur von dem augenblicklichen Belastungszustande des Schmelzstreifens abhängig ist. War die Belastung der Sicherung vor Eintritt der Störung sehr gering, blieb also der Schmelzstreifen kalt, so wird das Ansprechen der Sicherung erst nach längerer Zeit vom Auftreten des Überstromes an gerechnet erfolgen, als wenn vorher die volle Betriebsstromstärke und damit die normale Erwärmung des Sicherungstreifens vorhanden war. Dieser Umstand ist besonders für die Schutzwirkung gegen Überlastungen z. B. in den Generatorstromkreisen zu beachten.

Die Forderung der schnellsten Lokalisierung und allpoligen Abtrennung nur des fehlerhaften Teiles der Anlage wird demnach durch Abschmelzsicherungen nur in sehr beschränktem Maße erfüllt.

Schließlich sei noch kurz auf einen allgemeinen Nachteil hingewiesen, den diese Schutzvorrichtung besitzt, der darin liegt, daß die Auswechslung von Sicherungsstreifen verhältnismäßig umständlich, oft sogar recht zeitraubend und ferner kostspielig ist.

c) Die selbsttätigen Schalter im allgemeinen. Bei dieser Form der Schutzvorrichtung wird der in den Stromkreis eingebaute Hauptschalter mit einer Vorrichtung versehen, die auf unzulässige Betriebsvorgänge bzw. Störungen anspricht und den Schalter zur Auslösung bringt. Diese Auslösevorrichtung kann ganz allgemein derart gebaut sein, daß sie entweder unmittelbar oder unter Zwischenschaltung besonderer Kontaktgeber bzw. Relais bei einer der auf S. 344 genannten Störungsursachen also z. B. bei Überstrom oder beim Fortbleiben der Spannung usw. in Wirksamkeit tritt. Außerdem können die Schalter auch mit zwei oder mehreren solcher Auslöser in Verbindung gebracht und dadurch so eingerichtet werden, daß sie gleichzeitig mehrere Aufgaben der Schutzvorrichtungen erfüllen. Solches ist mit den Abschmelzsicherungen nicht zu erreichen, denn diese bilden lediglich einen Schutz gegen Überstrom.

Ganz allgemein unterscheidet man nun, je nachdem die Trennung der Kontakte bei diesen Schaltern in der freien Luft oder unter Öl erfolgt, wie bereits auf S. 340 angedeutet, zwischen Luftschaltern und Ölschaltern, deren Anwendungsgebiet durch Stromart und Leistung begrenzt ist.

Die selbsttätigen Schalter können derart eingerichtet werden, daß ihre Auslösung erfolgt bei:

Überstrom oder Maximalstrom,
Nullstrom oder Minimalstrom,
Nullspannung oder Spannungsrückgang,
Rückstrom.

Als häufig benutzte Vereinigung mehrerer dieser Arbeitsweisen sind zu nennen:

Überstrom- und Nullspannungsauslösung,
Überstrom- und Rückstromauslösung,
Überstrom- und Nullstromauslösung.

Wann diese verschiedenen Auslösungsformen erforderlich bzw. zweckmäßig sind, wird bei der Besprechung derselben jedesmal besonders angegeben werden.

d) Die selbsttätigen Luftschalter, von denen eine gewöhnlich anzutreffende Bauart in Fig. 281 und 282 dargestellt ist, müssen zunächst ganz allgemein folgenden Grundbedingungen genügen:

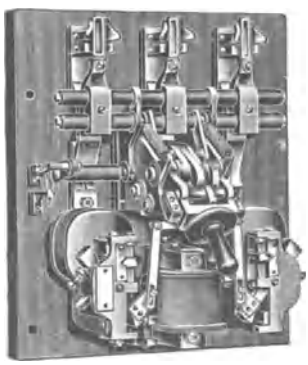


Fig. 281. Dreipoliger selbsttätiger Luftschalter mit Stromauslösung.

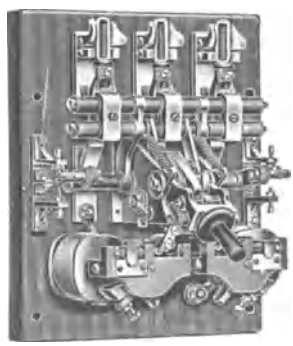


Fig. 282. Dreipoliger selbsttätiger Luftschalter mit Strom- und Spannungsauslösung.

1. Der Kontaktschluß und die Kontaktunterbrechung müssen sicher und schnell erfolgen, beides bei mehrpoligen Schaltern in allen Polen gleichzeitig. Ist das nicht der Fall, so sind ähnliche Rückwirkungen auf die anderen Teile der Anlage zu fürchten wie bei der einpoligen Unterbrechung mehrphasiger Stromkreise durch Schmelzsicherungen. Ferner hat ein schlechter Kontaktschluß Funkenbildung und eine zu geringe Ausschaltgeschwindigkeit das Stehenbleiben des Lichtbogens zwischen den Kontakten zur Folge, die beide ebenfalls zu Überspannungen besonders bei Wechselstrom Veranlassung geben können und außerdem eine Beschädigung der Kontaktflächen (Schmelzperlenbildung) hervorrufen. Letzteres kann unter Umständen das Nichtansprechen des Schalters (Festkleben, Klemmen) verursachen.

2. Geringste Kontaktabnutzung bzw. Kontaktbeschädigung beim Ansprechen auch bei den größten zu schaltenden Leistungen. Das wird bei größeren Schaltern durch besondere sog. Funkenentzieher oder durch Haupt- und Hilfskontakte erreicht.

3. Im engen Zusammenhange mit dieser steht die weitere Forderung, daß der Schalter nach dem Ansprechen sofort wieder betriebsbereit, also ein Neueinschalten in kürzester Zeit möglich sein muß. Hierin liegt ein ganz besonderer Vorteil der selbsttätigen Schalter gegenüber den Abschmelzsicherungen.

4. Leichte Zugänglichkeit zu den Kontakten und schnelle Auswechselbarkeit derselben.

5. Reichlicher Abstand zwischen den getrennten Kontakten und bei mehrpoligen Schaltern zwischen den einzelnen Polen. Ersteres, um das Stehenbleiben eines Lichtbogens sicher zu verhüten, letzteres, um das Zusammenschlagen von Lichtbogen benachbarter Pole zu verhindern, was gleichbedeutend mit einem unmittelbaren Kurzschlusse wäre. Bei höheren Spannungen wird die zweite dieser Forderungen durch das Einfügen von Isoliertrennwänden erfüllt.

6. Schnelle und sichere Einstellung der Auslösewerte.

7. Große Unempfindlichkeit der Auslösevorrichtungen gegen Stöße und Erschütterungen, die beim Ansprechen des Schalters auftreten.

8. Kräftige Bauart in allen Teilen.

Schließlich soll jeder selbsttätige Schalter mit einem sog. Signalkontakte versehen sein, an den eine optische und akustische Signalvorrichtung (Signallampe, Läutewerk) angeschlossen werden kann, um dem Bedienungspersonal die Möglichkeit zu geben, jederzeit sofort, auch dann, wenn der Schalter hinter der Schalttafel montiert ist, zu erkennen, ob derselbe ein- oder ausgeschaltet ist.

Es bedarf wohl kaum des Hinweises, daß eine Nachprüfung dieser Grundbedingungen nur bei großen Schaltern erforderlich ist. Die Ölschalter haben außerdem noch einer Anzahl weiterer Forderungen zu genügen, die auf S. 352 erwähnt sind.

Bei den selbsttätigen Luftschaltern wird die Auslösung stets unmittelbar vom Betriebsstrome bzw. von der Betriebsspannung beeinflußt, weil diese Schalter nur für verhältnismäßig geringe Spannungen anwendbar sind. Infolgedessen sind die Auslösevorrichtungen auch fast stets unmittelbar mit dem Schalter zusammengebaut.

Das Einschalten der selbsttätigen Luftschalter wird zumeist von Hand vorgenommen. Nur dann, wenn es sich um sehr große Stromstärken handelt, oder der Aufbau der Schaltanlage und die Leitungsführung infolge Raummangels oder sonstiger ungünstiger Verhältnisse umständlich wird, wählt man auch automatische Ferneinschaltung. Ähnlich wie auf S. 377 bei den Ölschaltern eingehender besprochen, werden dazu sog. Schaltautomaten benutzt, deren Steuerung durch Druckknöpfe oder kleine Hebelschalter (Steuerschalter) erfolgt. Die Schaltautomaten für die Luftschalter werden ausschließlich für Gleichstrom gebaut, weil sie magnetisch arbeiten und derartige magnetische Einrichtungen für Wechselstrom nicht gleich zuverlässig wie bei Gleichstrom sind.

Die Benutzung der Ferneinschaltung gewährt den oft sehr schätzbaren Vorteil, daß an Leitungsmaterial erheblich gespart und über die Unterbringung der Schalter freier verfügt werden kann.

Die Fig. 283 zeigt ein Schaltbild für diese Vorrichtung. Die Lampen *S.Lp.* (rot und grün) geben dem Schalttafelwärter ein optisches Zeichen für die Stellung des Schalters. Zur Schalttafel sind nur dünne Steuerleitungen zu führen.

α) Der Maximalstrom-Ausschalter. Die Konstruktion dieses Schalters ist durchweg derart, daß die Schaltmesser in geschlossener Stellung durch Sperrklinken festgehalten werden. Jede Klinke ist mit dem Anker eines Elektromagneten, der vom Betriebsstrome unmittelbar erregt wird, verbunden. Der Anker wird durch Federkraft abgezogen. Steigt der Strom in dem zu schützenden Stromkreise über einen bestimmten Wert, so überwiegt die Zugkraft des Magnets, der Anker wird angezogen, die Klinke ausgelöst und der Schalter durch Federkraft geöffnet. Die Auslösestromstärke kann in der Regel zwischen dem 1,2- bis 2fachen Werte der Betriebsstromstärke eingestellt werden. Hierfür ist natürlich die Art des Betriebes maßgebend.

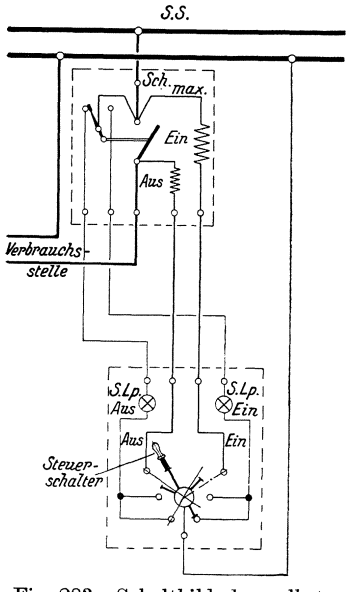


Fig. 283. Schaltbild der selbsttätigen Ferneinschaltung automatischer Schalter.

Diese Schalter werden ein-, zwei- und dreipolig gebaut und sind in Gleichstromanlagen für Spannungen bis etwa 1500 Volt, in Wechselstromanlagen bis 500 Volt verwendbar. Sie haben gleich den Abschmelzsicherungen die Aufgabe, die einzelnen Teile der Anlage vor Überströmen zu schützen, besitzen aber den letzteren gegenüber die Unterschiede, daß sie sofort beim Überschreiten des eingestellten Stromwertes ansprechen, den Stromkreis dann allpolig abtrennen und in ihrer Abschaltstromstärke leicht und sicher eingestellt werden können. Hinsichtlich der bei der Unterbrechung auftretenden Erscheinungen bzw. der dabei je nach der Stromart zu erfüllenden Forderungen gilt das bei den Abschmelzsicherungen Gesagte in vollem Umfange, und daraus ergibt sich ohne weiteres das Anwendungsgebiet der Luftschalter gegenüber den Ölschaltern.

Liegen mehrere dieser Schalter hintereinander, so ist aber selbst dann, wenn sie z. B. von den Verbrauchsstellen nach der Stromerzeugungsstation hin auf verschieden hohe Auslösestromstärken eingestellt werden, nicht zu vermeiden, daß alle Schalter bei einem Kurzschlusse auch selbst an einer verhältnismäßig unbedeutenden Stelle des Verteilungsnetzes ansprechen und dann auch gesunde Teile der Anlage stören. Das geht ohne weiteres aus der Fig. 284 hervor, in welcher ein Verteilungsnetz in einpoliger Darstellung gezeichnet ist. Tritt z. B. bei *K* ein Kurzschluß ein, so wird nicht nur der selbsttätige Schalter bei *3*, sondern

auch der bei *1* ansprechen, und infolgedessen die gesamte Stromlieferung durch die Verteilungsleitung unterbrochen werden, obgleich Anschluß *2* und *4* gesund sind.

Um das zu vermeiden, was gegen die auf S. 340 genannte erste allgemeine Forderung verstößt, werden die Maximalstromschalter mit Verzögerungsvorrichtungen ausgerüstet, die derartig arbeiten, daß erst nach einer bestimmten Zeit vom Beginn der Störung an gerechnet, bzw. abhängig vom Anwachsen des Überstromes die Auslösung erfolgt. Bei den Luftschaltern wird diese Verzögerungsvorrichtung verhältnismäßig viel seltener angewendet wie bei den Ölschaltern (siehe S. 359 u. f.), da man die verzögerte Unterbrechung des Stromkreises bei Überlastungen auch durch die Schmelzsicherung erreichen kann. Man stellt daher in solchen Anlagen, wo mit plötzlichen starken Überlastungen zu rechnen ist, die Überstromschalter z. B. in den Generator- oder Hauptverteilungsstromkreisen derart hoch ein, daß sie nur bei sehr starken Kurzschlüssen in Wirksamkeit treten. Außerdem kommen mit Rücksicht auf die Höhe

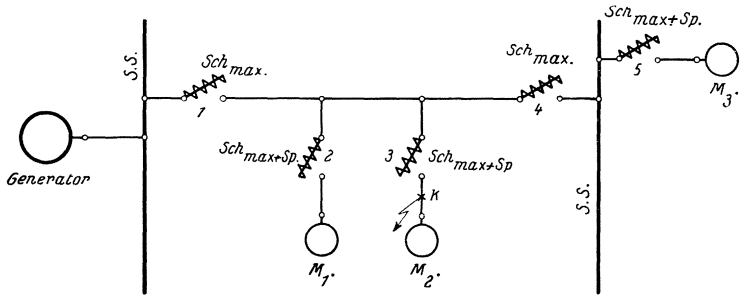


Fig. 284.

der Spannung, für die diese Schalter noch zulässig sind, keine so weit verzweigten Verteilungsnetze in Frage, wie das bei den Hochspannungs-Kraftübertragungsanlagen der Fall ist.

Einen allgemeinen Nachteil besitzen die Maximalschalter ohne Verzögerung, und zwar liegt derselbe darin, daß sie keinen vollständigen Schutz bilden, sofern sie auf sehr hohe Auslösewerte gegenüber dem betriebsmäßig zulässigen Dauerstrome eingestellt sind. Überlastungen, die die Höhe der Ausschaltestromstärke noch nicht erreichen, können beliebig lange vorhanden sein, ohne daß die selbsttätigen Schalter ansprechen, und diese Überlastungen können infolge der Zeitdauer ihres Bestehens die Maschinen usw. gefährden. Es empfiehlt sich daher, wenn von den Schaltern mit verzögerter Ausschaltung kein Gebrauch gemacht wird, in Motoranlagen der Einbau von Stromzeigern, aus deren Angaben ständige Überlastungen durch das Betriebspersonal sicher feststellbar sind. In der Stromerzeugungsstation sind solche Instrumente zur Überwachung des Betriebes natürlich selbstverständlich vorhanden.

Um ferner zu verhüten, daß der Schalter wieder geschlossen wird, bevor die Störungsursache beseitigt ist, muß dessen Antrieb mit einer sog. Freiauslösung versehen sein. Dieselbe ist derart konstruiert,

daß das erneute Einschalten nicht eher vorgenommen werden kann, als bis die Zugkraft der Feder diejenige des Magnetankers wieder überwiegt, der Überstrom also gesunken ist.

Hinsichtlich der Zahl der Auslösevorrichtungen, die ein mehrpoliger Schalter besitzen muß, um eine sichere Schutzwirkung zu erreichen, gilt folgendes:

In Gleichstromanlagen benutzt man für die Generatoren, sofern Parallelbetrieb in Frage kommt, in der Regel nur einpolige selbsttätige Schalter und im zweiten Pole eine Abschmelzsicherung (Fig. 285). Bei Verteilungsleitungen und Motorstromkreisen wird indessen die zweipolige Ausführung der Schalter bevorzugt; es genügt dann, die Auslösung nur in einem Pol vorzunehmen, da die Schaltmesser für die beiden Pole mechanisch miteinander gekuppelt sind. Handelt es sich um Dreileiteranlagen mit oder ohne Erdung des Mittelleiters, so ist es zweckmäßig, ebenfalls nur einpolige Schalter zu benutzen, die in die Außenleiter einzubauen sind.

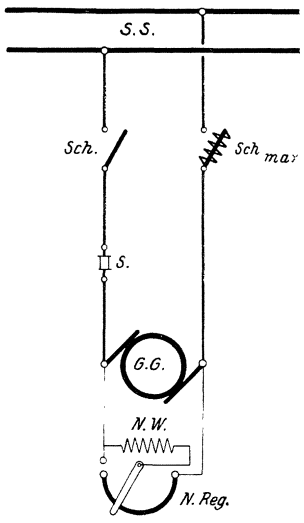


Fig. 285. Anordnung der Sicherungsvorrichtung in Gleichstromgeneratorstromkreisen.

Bei Wechselstromanlagen richtet sich die Anzahl der Auslöser nach der Anzahl der Phasen, der Ausführung der Leitungsanlage und einer etwa absichtlich vorgenommenen Erdung des Systems. Es genügt, zum Schutze gegen Überströme, die gleichzeitig in zusammengehörigen Phasenleitungen durch Kurzschlüsse zwischen den Phasenleitungen oder Wicklungen auftreten, in Einphasenanlagen mit zwei isolierten Leitungen eine Phasenleitung, in Dreiphasenanlagen mit drei isolierten Leitungen zwei Phasenleitungen mit je einem Auslöser auszurüsten, sofern an keinem Punkte der Anlage absichtlich geerdet ist.

Sollen indessen auch Überströme, die durch Erdschlüsse hervorgerufen werden, eine selbsttätige Auslösung des Schalters bewirken z. B. beim Durchschlagen einer Transformatorphase oder einer Phase der Freileitung nach Erde, bei Kabeldurchschlägen von einer Seele zum Bleimantel, bei Wicklungsdurchschlägen nach dem Gehäuse (Motoren, Generatoren, Umformer usw.), so ist es notwendig, jede Phasenleitung mit einem Auslöser zu versehen. In größeren Netzen können solche Erdschlüsse unter Umständen ganz bedeutende Stromübergänge nach Erde in der beschädigten Phase hervorrufen, die eine Gefährdung der Generatoren und Transformatoren verursachen kann. Um ein sicheres Ansprechen der Auslöser zu erreichen, muß dann die Statorwicklung der Generatoren (bei Transformatoren die Sekundärwicklung, bei Einphasenstrom die Mitte der Wicklung, bei Drehstrom-

sternschaltung der Nullpunkt) entweder unmittelbar oder über eine Funkenstrecke geerdet werden. In Drehstrom-Vierleiteranlagen muß also unbedingt in jede der drei Phasen ein Auslöser eingebaut werden. Das gleiche gilt für Drehstromanlagen, bei denen stark voneinander abweichende Belastungen der einzelnen Phasen vorkommen, sofern kein Nulleiter vorhanden ist, sowie für alle solche Stellen, an denen eine starke Verminderung des Querschnittes der Leitungen eintritt.

In Motorstromkreisen genügen bei Einphasenstrom ein Auslöser für den zweipoligen, bei Drehstrom zwei Auslöser für den dreipoligen Schalter.

β) Der Minimalstrom-Ausschalter hat, wie schon aus der Bezeichnung hervorgeht, die entgegengesetzte Aufgabe, d. h. er soll den Stromkreis unterbrechen, sobald der Strom unter einen bestimmten Wert oder auf Null abnimmt. Dabei hat der Strom aber seine ursprüngliche Richtung. Die Konstruktion ist zumeist derart, daß der Schalter durch die Zugkraft eines vom Leitungsstrome durchflossenen Elektromagneten in geschlossener Stellung gehalten wird und durch Feder- oder Gewichtskraft zur Auslösung kommt, sobald der Magnetismus nachläßt.

Das Anwendungsgebiet für diese Schalter erstreckt sich fast nur auf Gleichstrom, und zwar sind dieselben beim Laden von Akkumulatorenbatterien, beim Parallelbetriebe von Generatoren und zum Schutze gegen Rückstrom aus der Batterie oder dem Netze (Umformeranlagen) vorteilhaft. Sie werden in der Regel nur einpolig benutzt; für den zweiten Pol wird meist ein Handausschalter eingebaut (siehe auch Rückstromschalter S. 350).

γ) Der Nullspannungs- oder Spannungsrückgangsschalter (Fig. 282) ist nach dem gleichen Grundsatze gebaut wie der Minimalstromschalter nur mit dem Unterschiede, daß hier der Elektromagnet zwischen zwei Leitungen angeschlossen und infolgedessen der Höhe der Spannung entsprechend erregt wird. Fällt die Spannung unter einen bestimmten Betrag, so wird der Schalter wiederum durch Feder- oder Gewichtskraft geöffnet.

Zur Anwendung kommen diese Schalter fast nur für die Sicherung von Motoren, die an öffentliche Stromversorgungsnetze angeschlossen sind, und zwar um zu bewirken, daß beim plötzlichen Ausbleiben der Netzspannung die im Betriebe befindlichen Motoren abgeschaltet werden. Geschieht das nicht, so laufen die Motoren beim unerwarteten Wiederkehren der Spannung, sofern ihre Anlasser beim Auftreten der Störung nicht ausgeschaltet worden sind, im Kurzschluß an und können dann nicht nur selbst zerstört werden, sondern bei größeren Leistungen auch Störungen im Netze hervorrufen. Das gilt für Gleichstrom und für Wechselstrom.

Vereinzelt wird dieser Schalter auch auf der Entladeseite von Akkumulatorenbatterien benutzt, um zu verhüten, daß z. B. nicht ständig beaufsichtigte Batterien in erschöpftem Zustande noch weiter entladen

und dadurch gefährdet werden. Dieser Schalter kann auch für Fernauslösung verwendet werden dadurch, daß die Spannungsspule durch einen besonderen Hilfsschalter (Druckknopfschalter od. dgl.) kurzgeschlossen wird.

Bei ein- und zweipoligen Spannungsrückgangsschaltern soll die Auslösung etwa bei 50% der normalen Spannung erfolgen. Bei Drehstrom muß der Schalter schon bei etwa 20% Spannungsabnahme ansprechen, wenn nur ein Spannungsauslöser vorhanden ist, um auch dann noch ein zuverlässiges Arbeiten zu erhalten, wenn die Spannung in nur einer Phase z. B. infolge eines Drahtbruches oder eines Erdschlusses ausbleibt. Anderenfalls ist Spannung rückwärts über die hinter der Unterbrechung angeschlossenen Stromverbraucher an Motoren, Transformatoren usw. in der dritten unterbrochenen Phase vorhanden.

δ) Der Rückstrom-Ausschalter hat im wesentlichen die ähnliche Aufgabe wie der Minimalstromschalter, nur besteht der Unterschied darin, daß die Stromrichtung sich umkehren muß, wenn dieser Schalter zum Ansprechen kommen soll. Die Auslösung wird durch einen Differentialmagneten bewirkt, der von der Netzspannung und dem Leitungsstrome erregt wird und das Klinkwerk des Schalters freigibt, sobald der Strom seine Richtung ändert. Dann unterstützt die Wirkung der Stromspule diejenige der Spannungsspule. Auch dieser Schalter muß mit Freiauslösung versehen sein.

Das Anwendungsgebiet für den Rückstromschalter nach dieser Bauart erstreckt sich aber nur auf Gleichstromanlagen, und zwar in der Hauptsache auf solche mit parallelarbeitenden Generatoren untereinander bzw. mit einem anderen Netze oder mit Akkumulatoren. Er hat gegenüber dem Minimalautomaten den besonderen Vorteil, daß er sicher in Wirksamkeit tritt, wenn plötzlich ein sehr starker Rückstrom auftritt. Für gewöhnlich sind die Rückstromschalter den Minimalschaltern vorzuziehen, da schon bei verhältnismäßig geringem plötzlich auftretenden Rückstrome, dem natürlich eine Stromabnahme über Null vorausgegangen sein muß, die Minimalautomaten nicht sicher zum Ansprechen kommen.

Bei Wechsel- und Drehstrom ist die Schutzvorrichtung gegen Rückstrom in dieser Bauart nicht benutzbar. Es sind vielmehr besondere Relais erforderlich, die indessen erst auf S. 371 zur Besprechung kommen sollen, da sie in der Regel nur für große Stromerzeugungsanlagen, Transformatorenstationen und Umformerwerke und in Verbindung mit Ölschaltern in Frage kommen.

ε) Die kombinierten selbsttätigen Luftschalter. Wie auf S. 344 gesagt, können die bisher besprochenen selbsttätigen Schalter auch für zwei Schutzwirkungen gebaut werden. Man macht von solchen kombinierten Schaltern den weitgehendsten Gebrauch, weil man dann nur mit einem Apparat auskommt, also die Schaltanlage wesentlich verbilligen kann. Nach den obigen Ausführungen genügt es, kurz anzugeben, wann die kombinierten Schalter anzuwenden sind, da sich an der grundsätzlichen Arbeitsweise nichts ändert.

Der Maximalstrom- und Nullspannungsschalter ist ganz besonders in Motorstromkreisen zweckmäßig; er wird aber auch auf der Entladeseite von Akkumulatorenbatterien benutzt.

Der Maximalstrom- und Rückstromschalter, sowie der Maximalstrom- und Minimalstromschalter (beide nur für Gleichstrom) ist bei parallel arbeitenden Generatoren und Batterien, auf der Gleichstromseite von Umformern und im Ladestromkreise von Batterien am Platze.

24. Die selbsttätigen Ölschalter.

a) Die Ölschalter im allgemeinen. Wie bereits wiederholt erwähnt, sind in Wechselstromanlagen bei Spannungen von 1000 Volt aufwärts nur Ölschalter zu verwenden. Andere Ausführungen wie z. B. Röhrenschalter, Druckluftschalter usw. haben sich nicht bewährt und sind heute nur noch sehr selten anzutreffen.

Mit Rücksicht auf die großen Leistungen, für die neuerdings Wechselstromkraftwerke gebaut werden, und die z. B. im Falle eines Kurzschlusses an einer ungünstigen Stelle von einem einzigen Schalter zu unterbrechen sind, müssen die Ölschalter noch einer ganzen Reihe anderer als der auf S. 344 erwähnten Grundbedingungen entsprechen, wenn sie völlig betriebssicher arbeiten sollen. Andernfalls bilden sie keinen Schutz, sondern eine außerordentliche Gefahr für die Anlage, weil sie, falsch ausgeführt oder unrichtig bemessen, durch Explosion beim Ansprechen Ölbrände im Gefolge haben, die zu den schwersten Betriebsstörungen führen können. Außerdem ist wohl ohne weiteres einzusehen, daß die Ölschalter, die in den Kraftwerken zum Einbau kommen, wesentlich schärferen Anforderungen genügen müssen als z. B. diejenigen in Transformatorenstationen, Umformerwerken und kleineren Anlagen. Das liegt in der Hauptsache darin, daß die Kraftwerksschalter Kurzschlüssen ausgesetzt sein können, bei denen ganz ungeahnte Leistungen geschaltet werden müssen. Kurzschlüsse bei Transformatoren sind dagegen verhältnismäßig selten und nur dann für die Schalter, die auf der Hochspannungsseite liegen, von besonderer Bedeutung, wenn sie innerhalb der Transformatoren selbst auftreten. Störungen dieser Art auf der Transformatorenunterspannungsseite sind dagegen nicht ebenso gefährlich, weil die hohe Selbstinduktion der Transformatorwicklungen und diejenige der Fernleitungen auf die Kurzschlußlelstung dämpfend wirken. Dagegen müssen die Ölschalter in den Kraftwerken für die sichere Unterbrechung der gesamten möglichen Kurzschlußleistung bemessen sein, da Kurzschlüsse auch in unmittelbarer Nähe des Kraftwerkes vorkommen können, also irgendwelche dämpfende Einflüsse z. B. durch die Fernleitung dann nicht vorhanden sind.

Schon aus diesen kurzen Bemerkungen geht hervor, daß die Ölschalter eine ganz hervorragende Rolle für die Aufrechterhaltung des ungestörten Betriebes einer großen Anlage spielen. Es sollen daher wiederum zunächst die allgemeinen Grundbedingungen zusam-

mengestellt werden, die für die Ausführung der Ölschalter als maßgebend anzusehen sind. Der Vollständigkeit wegen und zwecks leichterer Übersicht müssen einige der bereits auf S. 344 angeführten Bedingungen hier wiederholt werden. An Hand dieser Grundbedingungen wird dem projektierenden Ingenieur die Möglichkeit gegeben, bei der Gegenüberstellung verschiedener Ölschalterkonstruktionen richtige Vergleiche anzustellen, bevor er sich zu der Benutzung bestimmter Schaltertypen entschließt.

1. Der Kontaktschluß bis zum Endanschlage und die Kontakttrennung müssen völlig sicher und schnell erfolgen. Das Ausschalten muß ferner selbst dann noch durch den Antriebsmechanismus möglich sein, wenn die die Kontaktmesser tragenden Isolatoren gebrochen sind.

Besonders auf hohe Ausschaltegeschwindigkeit, also rascheste Trennung der Kontakte beim Unterbrechen ist Wert zu legen, damit sich kein Lichtbogen zwischen den Kontakten ausbilden kann, was trotz der Löschwirkung des Öles bei großen zu unterbrechenden Leistungen nicht immer ausgeschlossen ist.

2. Die letztere Forderung bedingt von selbst große Ölmengen zum Löschen des Lichtbogens. Allerdings ist mit der Steigerung der Ölmenge der Nachteil verbunden, daß bei einer Schalterexplosion, wie bereits wiederholt in der Praxis vorgekommen, der Ölbrand einen außerordentlich großen Umfang annehmen kann. Aus diesem Grunde geht man bei großen mehrpoligen Schaltern dazu über, für jede Phase einen besonderen Ölkessel zu verwenden also z. B. bei Drehstrom drei Kessel (Dreikesselschalter), der jeder einen einpoligen Schalter enthält, und bildet dann durch Kupplung der Einzelschalter den erforderlichen zweipoligen oder dreipoligen Schalter.

Schon hier sei erwähnt, daß nach Ansicht deutscher Ingenieure[1]) bei Benutzung von Dreikesselölschaltern jede Phase durch Zwischenwände (siehe S. 496 und I. Bd., S. 302) so abgeteilt werden muß, daß bei Explosionen oder sonstigen für die Umgebung gefährlich werdenden Schalterdefekten, die einen Ölbrand im Gefolge haben können (Ölschleudern beim Ansprechen), die benachbarten Schalter nicht in Mitleidenschaft gezogen werden können. Da über diese Phasentrennung und den Aufbau der Schaltanlagen in solchen Fällen erst im 37. Kapitel gesprochen werden soll, müssen diese kurzen Hinweise hier vorerst genügen, um einen Vergleich zwischen Ölschaltern hinsichtlich der Ölmengen und deren Unterteilung anstellen zu können.

3. Geringste Kontaktabnutzung und Kontaktbeschädigung beim Ansprechen der Schalter auch bei heftigen Kurzschlüssen muß ebenfalls gefordert werden. Das wird durch eine möglichst große Zahl von Unterbrechungsstellen in jeder Phase erreicht. Bei Schaltern bis etwa 40 000 Volt werden in der Regel 2, bei höheren Spannungen 4, 8 und 12 Unterbrechungsstellen für jede Phase gewählt.

[1]) Hinsichtlich der Ausführung amerikanischer Ölschalter siehe E. Heusser: Über amerikanische Ölschalterpraxis, EKB. 1913, Heft 36, und K. C. Randall: Proc. of El. Eng. Sept. 1913.

4. Auf schnellste Auswechslung aller der Beschädigung bzw. Zerstörung ausgesetzten Teile, besonders natürlich derjenigen, die im Ölkessel liegen wie z. B. der Kontaktmesser, Schleifstücke, Federn, Hämmer, Isolierstücke usw. ist ganz besonderer Wert zu legen, denn hiervon hängt die Dauer bis zur erneuten Inbetriebnahme des Ölschalters und damit der Maschine, des Sammelschienenabschnittes, des Stromkreises u. dgl. nach der Unterbrechung eines größeren Kurzschlusses oder einer starken Überlastung in erster Linie ab. Da das Gesamtgewicht eines größeren Ölschalters und besonders das Gewicht des gefüllten Ölkessels zumeist recht bedeutend ist, soll der Ölkessel zweckmäßig derart eingerichtet sein, daß er allein leicht abgelassen werden kann, damit dann der eigentliche Schalter frei und nach allen Seiten bequem zugänglich ist. Ist genügend Platz in der Schaltanlage vorhanden, so kann statt dieser auch die Ausführung derart gewählt werden, daß der ganze Schalter in einem fahrbaren Gestell ruht und erforderlichenfalls aus der Zelle herausgefahren werden kann. Diese Form ist natürlich etwas umständlicher, weil die Leitungsverbindungen gelöst werden müssen; sie gewährt andererseits den Vorteil, daß die Revision in der Werkstatt also fern von der Schaltanlage vorgenommen werden kann.

5. Die Entfernungen zwischen den Isolatoren und den Kontaktstellen der einzelnen Phasen bei Einkesselschaltern, sowie der Abstand aller stromführenden Teile nach benachbarten Eisenteilen sollen reichlich groß sein, um Überschläge und Kurzschlüsse innerhalb des Schalters sicher zu verhüten. Unter Umständen empfiehlt sich der Einbau von Zwischenwänden zwischen die einzelnen Phasen bei Einkesselschaltern und zwar erstlich natürlich, wenn es sich um sehr hohe Spannungen handelt, zweitens wenn die Schalter in Anlagen zum Einbau kommen, in denen mit häufigem Ausschalten unter Last, also mit häufigen starken Überlastungen und vorübergehenden Kurzschlüssen oder mit Überspannungsgefahren zu rechnen ist. Zu solchen Anlagen sind Überlandzentralen mit ausgedehnten Freileitungsstrecken zu rechnen.

Auch auf eine möglichst tiefe Lage der Schalterkontakte unter dem Ölspiegel ist zu achten.

Außerdem darf zur Isolierung von Schalterteilen nur das elektrisch und mechanisch beste Material verwendet werden, was mindestens dem besten Edelporzellan gleichwertig ist. Über die mechanische Beanspruchung solcher Porzellanteile ist auf S. 178 bereits gesprochen worden.

Ferner sollte die elektrische Durchschlagsfestigkeit innerhalb des Ölschalters höher sein als außerhalb; es sollen also eher Überschläge zwischen den Isolierkappen außerhalb der Ölkessel als zwischen Schalterteilen unter Öl oder nach dem Kasten erfolgen. Die Luftstrecke zwischen den Phasenanschlüssen muß daher gewissermaßen eine Sicherheitsfunkenstrecke bilden, sobald die Überspannungsschutzapparate einmal versagen sollten.

Die Erfüllung dieser Forderung hat den Vorteil, daß in solchen Fällen keine lange Betriebsstörung eintritt, weil der Schalter in allen Teilen, die unter Öl liegen, gebrauchsfähig bleibt.

6. Der Ölkessel muß hohen inneren Druck auszuhalten vermögen, der beim Abschalten großer Leistungen oft mehrere Atmosphären betragen kann. Ferner muß das Austreten von Öl beim Ansprechen des Schalters (Ölspritzen) selbst unter den ungünstigsten Bedingungen sicher verhindert werden. Das an sich erforderliche Sicherheitsventil am Kessel muß also entsprechend durchgebildet sein. Auch schon durch das Umherspritzen von Öl in großer Menge sind Störungen in der Schaltanlage und Ölbrände hervorgerufen worden. Daß Ölstandszeiger und Ölablaßvorrichtung an jedem Kessel vorhanden sein müssen, ist selbstverständlich.

7. Bei der Auswahl des Öles muß unbedingt nach den Vorschriften der Konstruktionsfirmen verfahren werden, denn falsches Öl kann die Güte des besten Schalters völlig aufheben. In der Regel benutzt man ein Öl, das dem Transformatorenöl (siehe I. Bd., S. 241) gleichkommt. Da beim Unterbrechen großer Leistungen das Öl zersetzt wird und Rußbildung eintritt, so muß das Öl besonders nach dem Ansprechen des Schalters nach heftigen Kurzschlüssen jedesmal untersucht und gegebenenfalls erneuert werden. Hierin finden zum Teil die unter 2 bis 4 gestellten Forderungen ihre Begründung nämlich einmal, daß die Ölmenge möglichst reichlich ist, und zweitens, daß die Öluntersuchung sicher und schnell vor sich gehen kann. Ferner ist noch auf den Gefrierpunkt des Öles zu achten für solche Anlagen, die der Kälte in besonderem Maße ausgesetzt sind.

8. Über die Isolatoren für die Leitungsanschlüsse sei auf das auf S. 506 Gesagte verwiesen.

Aus dieser Zusammenstellung der Grundbedingungen geht hervor, daß es keineswegs zu den leichten Aufgaben gehört, Ölschalter verschiedenen Fabrikates bzw. verschiedener Konstruktion miteinander zu vergleichen. Der Preis der Ölschalter sollte jedenfalls niemals den Ausschlag geben, wenn man nicht Gefahr laufen will, anstatt eines sicheren Schutzes eine Störungsquelle in die Anlage zu bringen, die sehr unangenehme Folgen nach sich ziehen kann.

Zur bequemeren Beurteilung dieser Grundbedingung ist in Fig. 286 ein dreipoliger Hochspannungsölschalter im Schnitt gezeichnet. Die Konstruktion dieses Schalters reicht etwa für eine Spannung bis 25 000 Volt aus. Der rechteckige gußeiserne Deckel trägt sämtliche Schalterteile und ist zum Einbau in das Schaltgerüst mit angegossenen Tragwinkeln W, die in diagonaler Richtung stehen, ausgerüstet. Die beiden parallelen Winkeleisen, auf die der Schalter aufmontiert wird, können daher sowohl in der Längs- als auch in der Querrichtung des Schalters angeordnet sein.

Sämtliche Kontakte können ohne Entfernung der Zuleitungen freigelegt werden, indem der lediglich zur Aufnahme der Ölfüllung dienende Blechkessel nach unten entfernt wird. Mit Rücksicht auf das große Gewicht der Ölfüllung ist am Fuße dieses Blechkessels ein Ablaßventil V angebracht. Zur Abnahme des Kessels werden bei dieser Konstruktion die seitlichen Tragstangen T durch Lockern der Flügelmuttern F ent-

spannt und zur Seite geklappt. Bei anderen Konstruktionen (siehe Fig. 305) ist eine mit Schnecke und Schneckenrad arbeitende Kesselsenkvorrichtung angebracht, die durch eine Kurbel bedient wird.

Um jederzeit von außen den Ölstand prüfen zu können, ist in einer Ecke des Kessels ein Ölstandszeiger vorgesehen. Dieser besteht aus einem dünnwandigen Rohr, welches unten einen Korkschwimmer *K* und oben einen Merkring *M* trägt, der auch aus größerer Entfernung sichtbar ist. Das Schwimmerrohr dient gleichzeitig als Eingußöffnung für das Öl.

Am Deckel des Ölgefäßes sind für jeden Pol je zwei Porzellan-Rillenisolatoren *J* (neuerdings glatte Isolatoren, siehe S. 506) mit kupfernen Durchführungsbolzen angeordnet, welche oben die Anschlußplatten *P* und unten kräftige Federkontakte *A* tragen. Der Stromschluß erfolgt zwischen je zwei gegenüberliegenden Kontakten durch ein Kontaktmesser *E*, das ebenfalls mit einem Isolator *R* umgeben an einer eisernen Traverse befestigt ist und beim Ein- und Ausschalten auf und ab bewegt wird, so daß die Unterbrechung jedes Poles durch ein Messer an zwei Stellen gleichzeitig erfolgt.

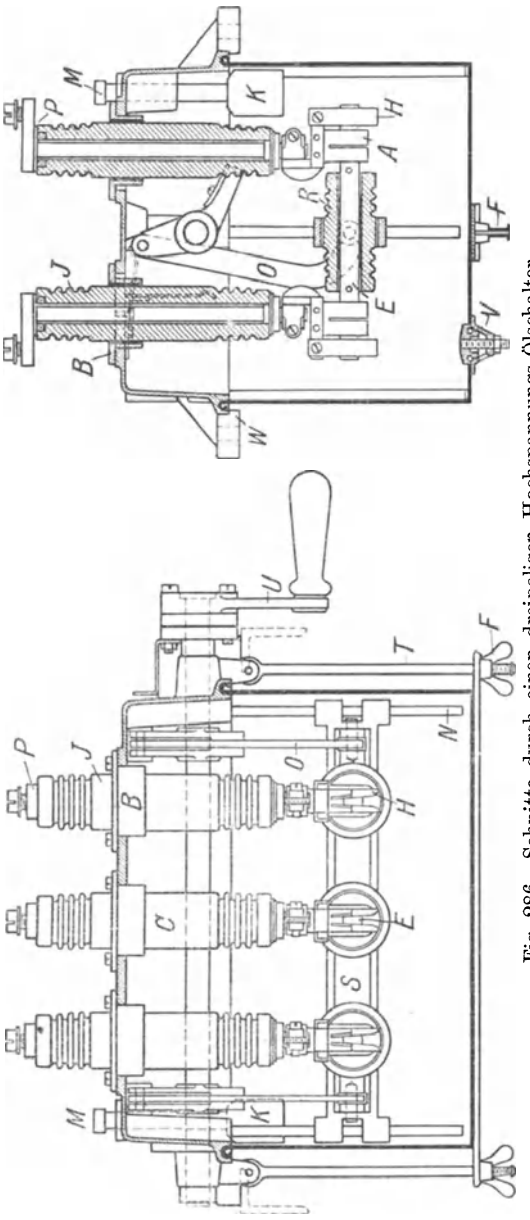


Fig. 286. Schnitte durch einen dreipoligen Hochspannungs-Ölschalter.

Die zwei- und dreipoligen Ausschalter weichen in der Regel nur

dadurch voneinander ab, daß bei der zweipoligen Ausführung das mittlere Kontaktsystem fortgelassen ist.

Die Porzellanisolatoren sind zwecks leichterer Auswechslung nicht unmittelbar in den Gußeisendeckel, sondern in besondere Metallbuchsen *B* eingekittet, die auf den Deckel aufgeschraubt werden.

Alle stromführenden Teile innerhalb des Schalters liegen so tief unter Öl, daß Lichtbögen, falls sie über das Öl aufsteigen sollten, keinen blanken Teil anderer Polarität treffen.

Zur Fernhaltung des beim Ausschalten auftretenden Schaltfeuers von den Hauptfederkontakten ist neben diesen ein als Funkenzieher wirkender Hilfskontakt *H* gelegt, welcher infolge seiner größeren Länge beim Ausschalten etwas später als die Hauptkontakte mit dem Schaltmesser außer Berührung kommt. Wie die Fig. 286 erkennen läßt, sind die Federkontakte leicht auswechselbar. Die gußeiserne Traverse wird an zwei im Deckel angeschraubten senkrechten Führungsstangen *N* geradlinig auf und ab bewegt. Sie ist durch zwei gekröpfte Verbindungsstangen *O* mit zwei kurzen Hebeln gekuppelt, die auf zwei Schaltwellen aufgekeilt sind. Der geradlinigen Messerbewegung entspricht eine drehende Bewegung der Schaltwelle *C* um 90°. Das Ein- und Ausschalten erfolgt bei diesem Schalter entweder unmittelbar mit Hilfe einer Kurbel *U* oder durch ein Gestänge, das an eine Kurbel angeschlossen wird.

Zur Erkennung der Schaltstellung wird an der Schaltwelle ein Zeiger befestigt, der auf einer am Gehäusedeckel befestigten Marke auf „*A*“ oder „*E*“ zeigt.

Ein Sicherheitsventil besitzt dieser Schalter nicht; neuerdings aber werden alle größeren Ölschalter mit einem solchen ausgerüstet.

b) Die selbsttätigen Auslösevorrichtungen. Unter der Voraussetzung zunächst, daß das Einschalten von Hand erfolgt, geschieht das selbsttätige Öffnen des Ölschalters auf folgende Weise. Es wird entweder unmittelbar an die Schalterachse oder in die Einschaltevorrichtung (Gestänge, Kettenübertragung, Handkurbel, Handrad usw.) eine Klinkenkupplung eingebaut, die in der Einschaltestellung mechanisch gesperrt ist. Durch Auslösemagnete (Auslöser), die entweder unmittelbar oder unter Zwischenschaltung von Kontaktgebern, Relais u. dgl. durch eine der auf S. 343 genannten Störungsursachen beeinflußt werden, wird die Sperrung der Klinkenkupplung freigemacht und die Trennung der Schalterkontakte dann durch

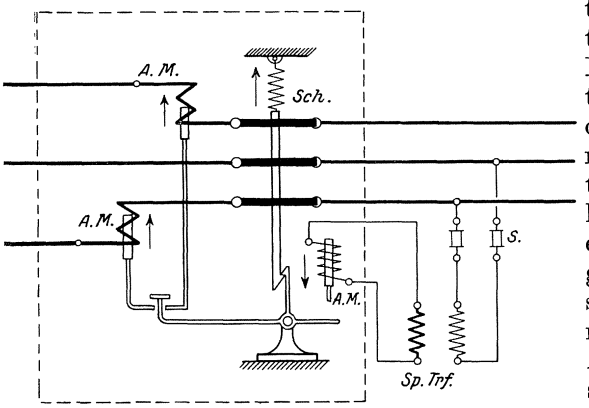


Fig. 287. Direkte Strom- und Spannungsauslösung.

Federn (Rückstellfedern) bewirkt. Um das erneute Einschalten, solange noch die Ursache für das Ausschalten besteht, bzw. ein willkürliches Festhalten des Schalters in der Einschaltstellung zu verhindern, müssen alle diese selbsttätigen Schalter wiederum mit Freiauslösung versehen sein.

Je nachdem die Auslöser entweder unmittelbar bzw. über Meßtransformatoren oder, wie oben angedeutet, unter Zwischenschaltung von besonderen Relais, Kontaktgebern u. dgl. vom Betriebsstrome bzw. von der Betriebsspannung beeinflußt werden, unterscheidet man zwischen der direkten und der indirekten Auslösung (siehe auch S. 369). Bei der direkten Auslösung durchfließt, wie aus dem Schaltbilde Fig. 287 zu ersehen ist, der Betriebsstrom unmittelbar die Auslösemagnete *A.M.*, bringt dieselben z. B. beim Überschreiten eines bestimmten eingestellten Wertes der Stromstärke zum Ansprechen und dadurch den Schalter zum Unterbrechen des Stromkreises. In diesem Schaltbilde ist noch eine zweite ebenfalls direkt wirkende Auslösung zur Darstellung gebracht und zwar abhängig von der Spannung und unter Benutzung eines Spannungstransformators *Sp.Trf.* Sinkt die Spannung des Stromkreises unter einen ebenfalls eingestellten Wert, so tritt der besondere Spannungsauslöser in Tätigkeit.

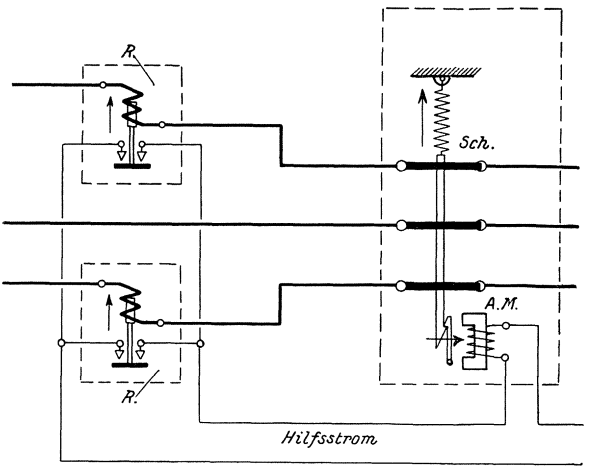


Fig. 288. Indirekte Stromauslösung (Arbeitsstromschaltung).

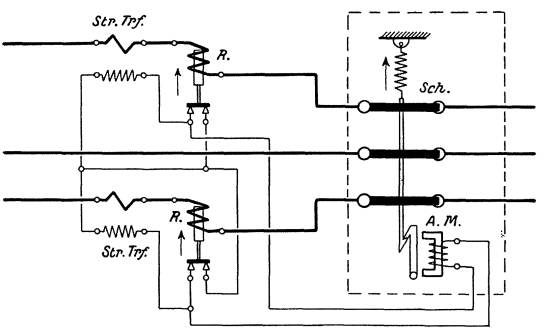


Fig. 289. Indirekte Stromauslösung (Ruhestromschaltung).

Für die indirekte Auslösung sind in Fig. 288 und 289 Schaltbilder gezeichnet; hier durchfließt der Betriebsstrom besondere, vom Schalter getrennte Relais *R.*, die beim Ansprechen eine besondere Hilfsstromquelle entweder einschalten (Fig. 288) oder unterbrechen (Fig. 289). Im Stromkreise dieser Hilfsquelle liegen der oder die Auslöser *A.M.* Der Hilfsstrom kann entweder aus einer

besonderen, vom Betriebsstrome unabhängigen Hilfsquelle oder durch Transformation aus der Hochspannungsleitung entnommen werden. Im ersteren Falle arbeitet der Auslöser in der sog. Arbeitsstromschaltung, im zweiten Falle in der Ruhestromschaltung.

Ist eine vom Betriebsstrome unabhängige Hilfsstromquelle vorhanden, so ist die Arbeitsstromschaltung der Ruhestromschaltung vorzuziehen. Bei der Arbeitsstromschaltung wird der Auslöser durch das Schließen des Hilfsstromkreises zur Wirkung gebracht (Fig. 288). Als Hilfsstromquelle kommt entweder Wechselstrom z. B. von dem Transformator für den Eigenverbrauch innerhalb des Kraftwerkes oder besser noch Gleichstrom zur Anwendung. Gleichstrom steht in den Kraftwerken entweder von den Erregermaschinen oder von einer Akkumulatorenbatterie zumeist zur Verfügung (siehe auch S. 463). Die Auslöser werden mit Niederspannung betrieben; sie gebrauchen besonders bei größeren Schaltern im Augenblicke ihres Ansprechens eine nicht zu vernachlässigende Leistung (ca. 15 bis 30 Watt), worauf besonders zu achten ist.

Kann eine unabhängige Hilfsstromquelle nicht benutzt werden z. B. in selbständigen Transformatorenstationen, so muß man die Ruhestromschaltung anwenden, bei der nach Fig. 289 der Hilfsstromkreis für die Auslöser durch die Relais z. B. durch Abfallen von Magnetankern geöffnet wird. Diese Schaltung ist notwendig, weil bei einem Kurzschlusse die Spannung im Stromkreise zumeist so stark abfällt, daß nicht mehr genügend Spannung vorhanden ist, um einen Magneten zu erregen und dadurch das Schließen des Hilfsstromkreises durch Anziehen eines Magnetankers mit Sicherheit zu bewirken.

α) Die Überstromauslösung. Diese spielt in Hochspannungskraftübertragungsanlagen eine viel wichtigere Rolle als z. B. in Gleichstromanlagen und zwar natürlich ganz besonders dann, wenn es sich um ausgedehnte Netze mit einer großen Zahl von Transformatorenstationen und Umformerwerken und vielen Mittel- und Unterspannungsnetzen handelt. Die in großen Anlagen durch die verschiedenen Stromverbraucher möglichen Arten von Überlastungen, das zeitliche Zusammenfallen derselben aus einzelnen Netzteilen auf die Hauptspeiseleitungen und das Kraftwerk, die mannigfaltigen Formen der Kurz- und Erdschlüsse in Freileitungen und Kabeln in bezug auf ihre Lage zum Kraftwerke, fehlerhaftes Parallelschalten der Maschinen eines Kraftwerkes, mehrerer Kraftwerke untereinander oder von Umformerwerken bzw. Synchronmotoren zu einer Speiseleitung u. dgl. bedingen, daß die Überstromschutzvorrichtungen an den verschiedensten Stellen der Anlage eine ganz bestimmte Arbeits- und Wirkungsweise besitzen müssen, wenn die auf S. 340 erwähnte Grundbedingung erfüllt werden soll, daß Fehlerstellen schnell und sicher lokalisiert und gesunde Teile der Anlage nicht in Mitleidenschaft gezogen werden. Hierbei sei auch noch auf das S. 448 hinsichtlich der dämpfenden Wirkung von langen Fernleitungen und Transformatoren Gesagte hingewiesen. Schließlich erfordern einzelne Hochspannungsstromverbraucher wie z. B. große Motoren einen anderen Schutz als die Generatoren im Kraftwerke.

Um nun für alle diese Verhältnisse die jedesmal zweckmäßigste Form des Überstromschutzes bestimmen zu können, ist es in allererster Linie erforderlich, daß der projektierende Ingenieur die Arbeits- und Wirkungsweise kennen muß, die für die verschiedenen Einbaustellen von der Schutzvorrichtung zu fordern ist. Es interessiert also in der Hauptsache die Arbeitsweise eines Relais od. dgl. und erst in zweiter Linie die Konstruktion, und aus diesem Grunde wird im folgenden die Beschreibung von Konstruktionen in den Hintergrund treten. Schon diese Unterschiede lassen erkennen, daß das Problem des Überstromschutzes zu den schwierigsten Aufgaben bei der Projektierung, namentlich einer der öffentlichen Stromversorgung dienenden Hochspannungskraftübertragungsanlage gehört, und es darf nicht unerwähnt bleiben, daß dieses bis heute noch nicht als für alle Fälle in jeder Weise zuverlässig und befriedigend gelöst anzusehen ist. So genügen z. B. nicht immer bei parallel arbeitenden Netzen und Generatoren Überstromschutzvorrichtungen allein, sondern es müssen noch Rückstromrelais zur Anwendung kommen, da sonst eine einwandfreie Betriebsführung unter Umständen stark in Frage gestellt sein kann.

Für die Arbeitsweise eines solchen Überstromschutzes kommen zunächst drei verschiedene Formen in Frage, und zwar:

die Schnellauslösung (Maximalstromrelais ohne Zeiteinstellung);
die vom Strome unabhängige verzögerte Auslösung (unabhängiges Maximalstromzeitrelais);
die vom Strome abhängige verzögerte Auslösung (abhängiges Maximalstromzeitrelais).

Bei der Schnellauslösung wird der Schalter sofort geöffnet, sobald der Strom den eingestellten Auslösewert überschreitet selbst dann, wenn die Überlastung nur innerhalb eines Bruchteiles einer Sekunde auftritt. Es gilt hierfür das auf S. 346 Gesagte in allen Punkten.

Bei der vom Strome unabhängigen verzögerten Auslösung wird die Auslösevorrichtung auf eine bestimmte Stromstärke und eine bestimmte Zeit eingestellt also z. B. auf 50 Amp. und 20 Sek. Sie bringt erst dann den Schalter zur Auslösung, wenn diese Ausschaltestromstärke, also die Überlastung in unveränderter Höhe die Zeit von 20 Sek. überschreitet. Übersteigt die Stromstärke den eingestellten Wert (stoßweise mehr oder weniger starke Überlastungen), so ändert das nichts an der Arbeitsweise der Auslösevorrichtung, da die Zeit unabhängig von der Höhe der Stromstärke ist. Ist bis zum Verschwinden der Überlastung die eingestellte Zeit nicht erreicht worden, so kehrt die Vorrichtung selbsttätig in die Anfangsstellung zurück, ohne in Wirksamkeit getreten zu sein.

Für besondere Fälle und zwar dann, wenn Überströme vom 6- bis 8fachen Werte des normalen Vollaststromes auftreten, werden diese Relais auch noch mit einem Kurzschlußkontakte ausgerüstet d. h. derart ausgeführt, daß sie unter Ausschaltung der Verzögerungseinrichtung sofort in Wirksamkeit treten und den Ölschalter zum Öffnen bringen.

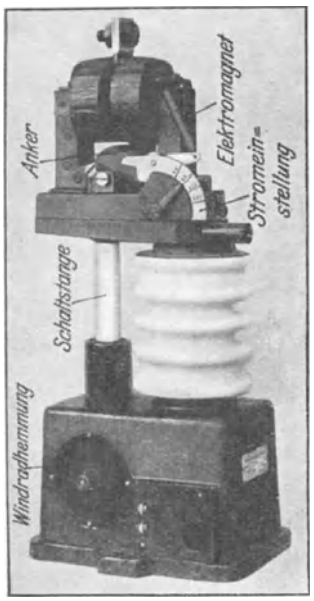


Fig. 290. Hochspannungs-Maximalrelais (S. S. W.).

In Fig. 290 ist ein solches Relais abgebildet. Auf dem Rillenisolator sitzt ein hufeisenförmiger Magnet, zwischen dessen Polschuhen ein mit Ansätzen versehener, walzenförmiger Anker drehbar gelagert ist. Eine Schaltstange aus Porzellan verbindet den Anker mit einem Laufwerke, an das eine Windradhemmung angebaut ist. Die Verzögerung wird also auf rein mechanischem Wege erzielt. Zur Einstellung des Auslösestromes und der Auslösezeit sind zwei getrennte Skalen vorhanden.

Diese Auslösevorrichtung, wie alle solche Apparate, die unmittelbar im Hochspannungsstromkreise liegen, besitzen den Nachteil, daß der Stromkreis spannungslos gemacht werden muß, um an ihnen Einstellungen, Untersuchungen u. dgl. vornehmen zu können. Ihre Unterbringung auf der Schalttafel ist infolgedessen nicht möglich. Diesen Übelstand durch die Benutzung von Stromtransformatoren zu beseitigen, ist wohl ausführbar, indessen sind solche Anlagen recht teuer und erfordern zudem viel Platz für die Meßtransformatoren. Die S. S. W. haben daher eine besondere Auslösevorrichtung durchgebildet, bei welcher das Verzögerungswerk (Zeitrelais) vom Maximalkontaktgeber getrennt ist. In Fig. 291 ist das Schaltbild für diese Ausführung dargestellt. Für den Auslöser *A.M.* muß Gleichstrom zur Verfügung stehen. Die Arbeitsweise dieser Einrichtung ist kurz folgende:

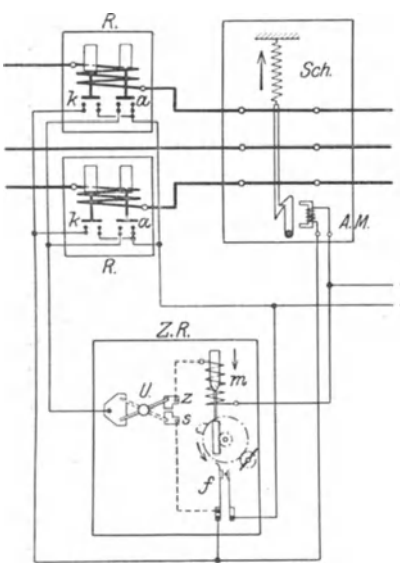


Fig. 291. Maximalstromauslösung mit getrenntem Zeitrelais.

Überschreitet der Strom in der Hochspannungsleitung den Betrag, auf welchen die Kontaktgeber eingestellt sind, so erhält durch Schließen eines der Arbeitskontakte *a* der Magnet *m* des Zeitrelais *Z.R.* Strom von der Gleichstromquelle, wenn durch den Umschalter *U.* die Verbindung nach *z* eingestellt ist. Das Laufwerk beginnt zu laufen, wobei sich die mit dem Anschlag versehene Scheibe in der Pfeilrichtung dreht. Nach Ablauf der eingestellten Zeit erreicht der Anschlag die federnden Kontakte *f* und drückt sie kräftig

aneinander. Hierdurch erhält der am Schalter angebaute Auslöser *A.M.* Strom und löst die Sperrung des Schalters aus, so daß dieser sich öffnet. Geht aber die Stromstärke unter den am Kontaktgeber eingestellten Betrag wieder zurück, bevor das Zeitrelais *Z.R.* die Kontakte *f* geschlossen hat, so unterbrechen die Kontaktgeber den Strom in der Magnetspule *m* des Zeitrelais wieder, und der Anker des Zeitrelais bewegt mittels Federkraft die Scheibe mit dem Anschlag unverzüglich in die Anfangsstellung zurück. Der Auslöser *A.M.* kommt daher nicht zum Ansprechen, und der Schalter bleibt geschlossen. Durch den Umschalter *U.* beim Zeitrelais hat man es ohne weiteres in der Hand, die verzögernde Wirkung der Anordnung aufzuheben und bei auftretendem Überstrom Schnellauslösung zu erzielen. Durch Umstellen des Umschalters auf *s* sind die Spule *m* und die Kontakte *f* des Zeitrelais abgeschaltet, und die Kontaktgeber *R.* schließen sogleich den Auslöser selbst an die Hilfsstromquelle an.

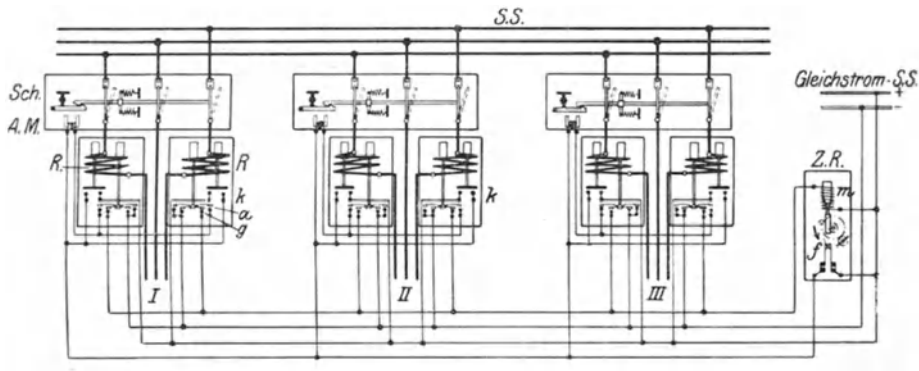


Fig. 292. Gruppenschaltung mit einem Zeitrelais ohne Umschalter.

Es genügt bei Ölschaltern, die jeder für sich ein Zeitrelais besitzen, für viele Fälle diese Ausführung. Soll jedoch bei sehr starken Überströmen der Schalter augenblicklich ausgelöst werden, so muß an den Kontaktgebern noch ein Kurzschlußkontakt *k* (Fig. 291) angebracht werden, der erst bei höherem Überstrom in Wirksamkeit tritt, dann aber sogleich den Auslöser des Ölschalters einschaltet.

Bei den Auslösevorrichtungen, die wie Fig. 290 ausgeführt sind, sind ebenso viele Verzögerungswerke wie Kontaktgeber erforderlich; ein dreipoliger Ölschalter besitzt also mindestens zwei, häufig sogar drei Verzögerungswerke. Da jedes Verzögerungswerk einzeln auf „Zeit" eingestellt werden muß, so läßt eine solche Auslöseeinrichtung bezüglich der Einfachheit der Einstellung und Überwachung zu wünschen übrig. Die Trennung der Verzögerungsvorrichtung vom Kontaktgeber vermeidet diesen Nachteil; es ist somit ohne weiteres möglich, mehrere Kontaktgeber mit einem einzigen Zeitrelais zu vereinigen, und, indem man ihre Kontakte parallel schaltet, unabhängig voneinander auf dieses wirken zu lassen. Die Zahl der einstellbaren Zeitrelais vermindert sich

auf jeden Fall so weit, daß jeder Schalter nur eins besitzt (Einzelschaltung). In manchen Fällen kann sie noch weiter beschränkt werden, indem man einer ganzen Gruppe von Schaltern mit gleicher Zeiteinstellung nur ein Zeitrelais zuordnet (Gruppenschaltung).

Die Fig. 292 und 293 zeigen die Schaltung für eine Gruppe von Ölschaltern von gleicher Auslösezeit, die nur mit einem einzigen Zeitrelais in Verbindung stehen. Das Schaltbild Fig. 292 kommt hauptsächlich für Speiseleitungen in Betracht. An den Kontaktgebern ist zu den beiden bereitsin Fig. 291 vorhandenen Kontaktvorrichtungen *a* und *k* noch eine dritte (*g*) hinzugekommen, der sog. „Gruppenkontakt". Dieser ist an demselben Anker angebracht wie der zum Einschalten der Spule des Zeitrelais bestimmte und wirkt gleichzeitig mit ihm, wobei er nur den Auslöser des zugehörigen Schalters an den Zeitkontakt des Zeitrelais anlegt. Wenn das Zeitrelais nach Ablauf der eingestellten Zeit seinen Kontakt schließt, so erhält nur der Auslöser desjenigen Schalters

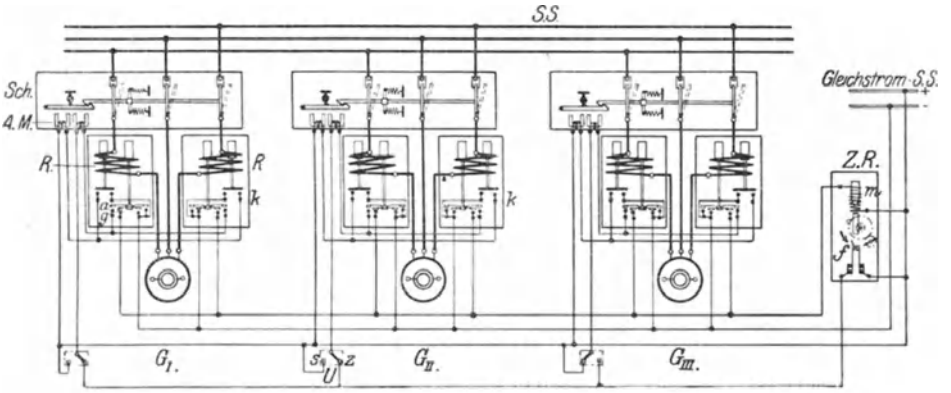


Fig. 293. Gruppenschaltung mit Umschalter.

Strom, dessen Kontaktgeber angesprochen hat; an den anderen Schaltern vermag der Zeitkontakt des Relais den Auslöser nicht einzuschalten, sofern nicht gerade die Kontaktgeber gleichzeitig in Tätigkeit getreten sind.

Die in Fig. 293 dargestellte Schaltung unterscheidet sich von der vorigen durch die Umschalter *U*., mit denen es möglich ist, jeden Schalter einzeln auf träge oder schnelle Auslösung einzustellen. Diese Anordnung ist für parallelarbeitende Generatoren bestimmt. Beim Parallelschalten wird man den Schalter für die zuzuschaltende Maschine auf Schnellauslösung einstellen, damit die Maschine sofort wieder abgeschaltet wird, falls infolge eines Fehlers beim Parallelschalten eine übermäßige Stromstärke zwischen den arbeitenden Generatoren und der zuzuschaltenden Maschine auftritt. Damit hierdurch nicht auch die Schalter der bereits im Betriebe befindlichen Maschinen ausgelöst werden und dadurch die Stromlieferung unterbrochen wird, müssen die Schalter der Strom liefernden Maschinen auf träge Auslösung eingestellt sein. Ferner ist

es auch nötig, daß die Kurzschlußkontaktvorrichtung *k* an einen besonderen Auslöser angeschlossen ist; andernfalls würde die Möglichkeit bestehen, daß durch Schließen des Kurzschlußkontaktes am Schalter einer im unrichtigen Augenblicke zugeschalteten Maschine die träge Wirkung der übrigen Schalter der Gruppe aufgehoben und die Strom liefernden Maschinen unter Umständen sämtlich abgeschaltet würden.

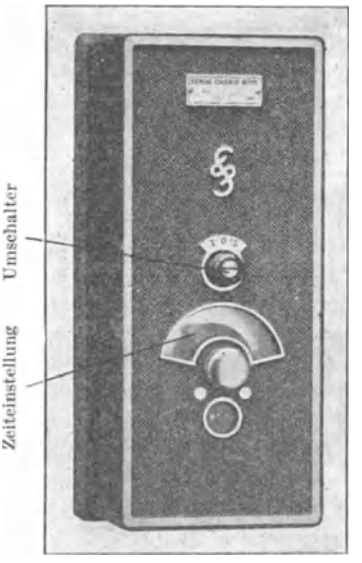


Fig. 294. Zeitrelais der S. S. W.

In Fig. 294 ist das Zeitrelais abgebildet, das auf der Schalttafel montiert werden kann.

Bei der vom Strome abhängigen verzögerten Auslösung ist die Auslösezeit mit dem Anwachsen des Überstromes veränderlich. Ist z. B. ein Schalter auf eine Auslösezeit von 20 Sekunden bei einer Überlastung von 50% eingestellt, so muß diese Überlastung 20 Sekunden lang in unveränderter Stärke vorhanden sein, bis die Auslösevorrichtung den Schalter zum Öffnen bringt. Tritt dagegen die doppelt so hohe Überlastung, also 100% auf, so erfolgt die Auslösung bereits früher bzw. bei geringerer Überlastung später als nach 20 Sekunden. Vorrichtungen, die diese Arbeitsweise besitzen, sind für Verteilungspunkte am zweckmäßigsten und zwar besonders, wenn die Hintereinanderschaltung mehrerer Schalter in Frage kommt, wie z. B. in Fig. 369 schematisch dargestellt.

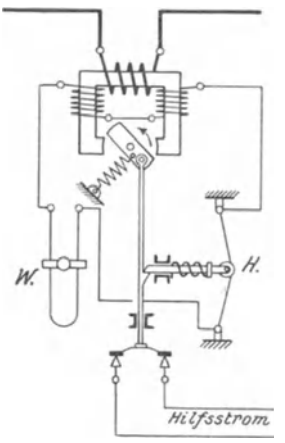


Fig. 295. Schaltbild eines Hitzdrahtrelais.

Je nach ihrer Bauart arbeiten solche Überstromschutzvorrichtungen aber nach voneinander abweichenden Ausschaltekurven. Es muß infolgedessen hierauf etwas ausführlicher eingegangen werden, da der Verlauf dieser Kurven für die Verwendbarkeit einzelner Relaistypen an bestimmten Stellen ausschlaggebend ist.

Als eine der bekanntesten ist zunächst die Hitzdrahtverzögerungseinrichtung zu nennen. Dieselbe arbeitet folgendermaßen:

Ein z. B. in einer Rohrhülse befestigter, straff ausgespannter Metalldraht wird von einem vom Betriebsstrome durch einen Transformator erzeugten Hilfsstrom durchflossen (Fig. 295). Mit wachsendem Strome dehnt sich der Draht infolge der dadurch bedingten größeren Erwärmung aus und bewirkt schließlich, daß die Vorrichtung für das Auslösen des Ölschalters in

Wirksamkeit tritt. Es wird also in dieser Form die Zeitdauer zwischen dem Auftreten der Überlastung und dem Ansprechen des Schalters in gewissen Grenzen von der Höhe des Überstromes abhängig gemacht, und zwar kommt die Wirkung um so schneller zur Geltung, je schneller die Erwärmung, also je größer die auftretende Überlastung ist. Bei Kurzschlüssen ist die Ausdehnung des Hitzdrahtes sofort so groß, daß in der Regel die Auslösevorrichtung augenblicklich zum Ansprechen gebracht wird.

Der Verlauf der Ausschaltekurve ist in Fig. 296 gezeichnet. Dieselbe hat aber nur für einen bestimmten Zustand Geltung, weil die Arbeitsweise dieser Vorrichtung von einer großen Zahl von Umständen

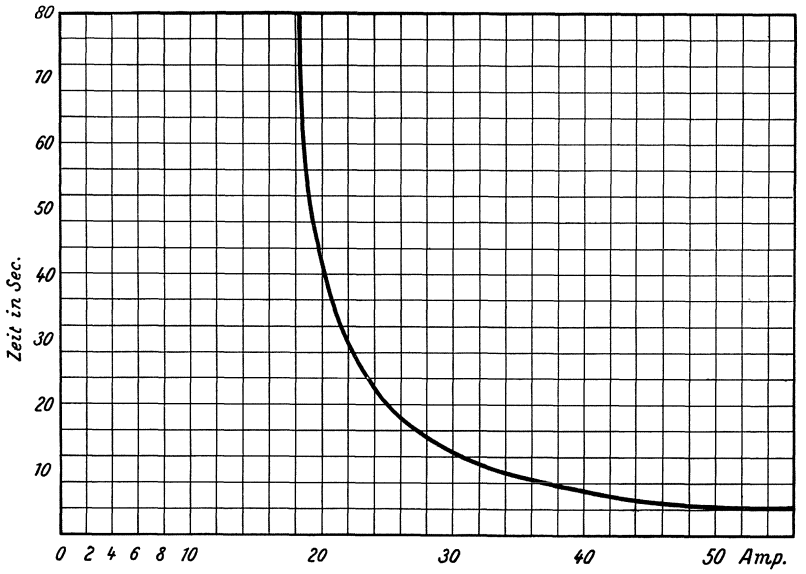


Fig. 296. Ausschaltkurve eines Hitzdrahtrelais.

beeinflußt wird. So hängt die Längenänderung des Hitzdrahtes stark von der Temperatur der umgebenden Luft und von der Dauer der Beanspruchung durch die normale Betriebsstromstärke ab, denn wenn auch in diesem Belastungszustande die Dehnung des Drahtes unwirksam bleibt, so wird derselbe aber doch vorgewärmt. Temperaturschwankungen haben eine Längenänderung des Hitzdrahtes zur Folge. Änderungen in der Dauer der Betriebsstromstärke müssen frühzeitige Auslösung hervorrufen. Wird der noch gar nicht oder nur schwach belastete Hitzdraht plötzlich überlastet, so ändert sich naturgemäß die dann auftretende Ausdehnung desselben und damit der Auslösewert. Das tritt besonders in die Erscheinung bei solchen Betrieben, in denen häufig und kurz aufeinanderfolgende mäßige Überlastungen auftreten z. B. in Fabriken, in landwirtschaftlichen Betrieben u. dgl. Aber auch bei Auftreten von Pendelungen zwischen Generatoren oder Umformern kann eine frühzeitigere Auslösung der Schalter durch die Hitzdrahtrelais erfolgen.

Eine andere von der A. E. G. benutzte abhängige Verzögerungseinrichtung besteht darin, daß parallel zu dem Relaiskreise eine Streifensicherung (sog. Zeitsicherung, Fig. 297) geschaltet wird. Die Abhängigkeit der Schmelzzeit von der Schmelzstromstärke ausgedrückt in

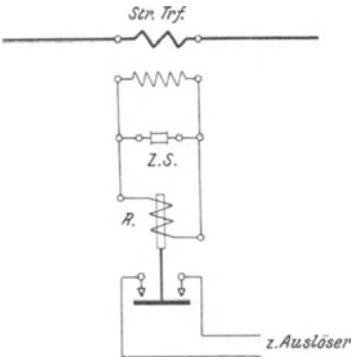


Fig. 297. Abhängige Verzögerungseinrichtung mit Zeitsicherung der A. E. G.

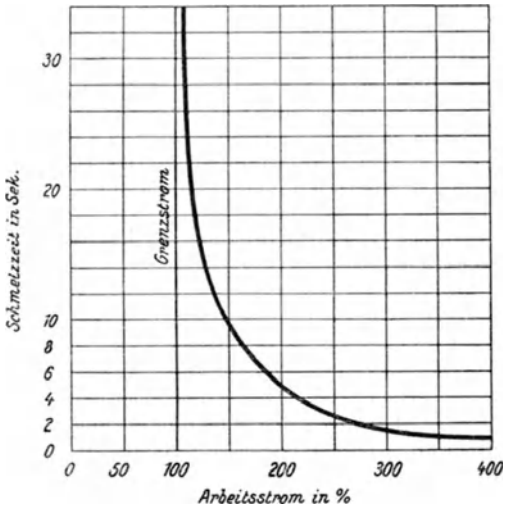


Fig. 298. Ausschaltekurve der Zeitsicherung der A. E. G.

Prozenten des Grenzstromes zeigt die Kurve Fig. 298. Durch Auswechselung der Sicherung kann der Regelbereich des Relais in den weitesten

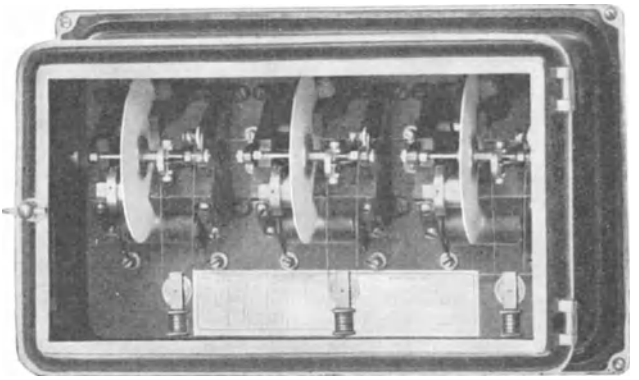


Fig. 299. Dreipoliges abhängiges Maximalstrom-Zeitrelais von Brown Boveri & Cie.

Grenzen verändert werden. Durch diese Zeitsicherung *Z.S.* (Fig. 297) wird das Relais *R.* zunächst kurzgeschlossen. Erst wenn dieselbe entsprechend ihrer Charakteristik zum Schmelzen gekommen ist, tritt das Relais in Tätigkeit und bringt den Ölschalter entweder direkt oder indirekt zum Ausschalten.

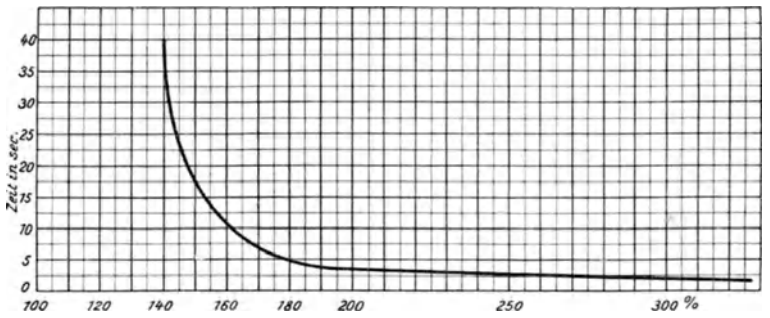


Fig. 300. Ausschaltekurve des Relais von Brown Boveri & Cie.

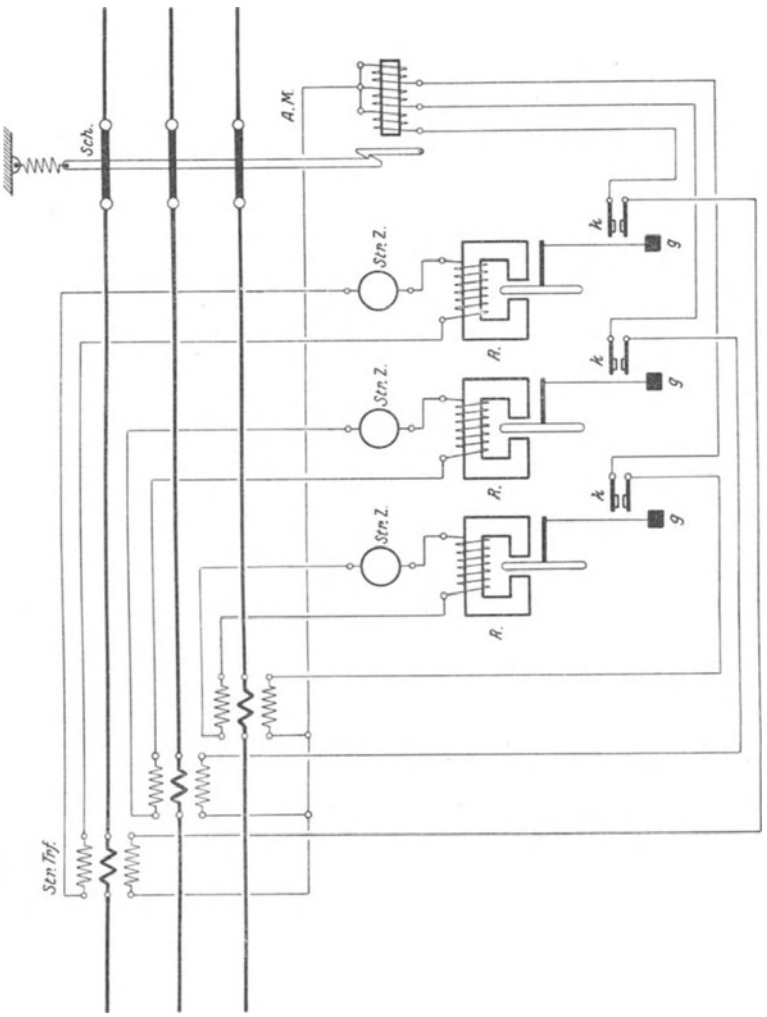


Fig. 301. Schaltbild einer Drehstromanlage mit Relais von Brown Boveri & Cie.

Von den vielen anderen Konstruktionen solcher abhängiger Maximalstrom-Zeitrelais seien hier nur noch zwei erwähnt, die einen anderen Verlauf der Ausschaltekurve aufweisen als die bisher besprochenen Vorrichtungen, und die beide auf dem Ferrarisprinzip beruhen.

Das von B. B. & Cie. gebaute Relais (Fig. 299) besteht aus einer leichten Aluminiumscheibe, die im Magnetfelde zwischen den Polen eines lamellierten Elektromagneten drehbar angeordnet ist. Der Elektromagnet wird durch den dem Betriebsstrome proportionalen Sekundärstrom eines Stromtransformators magnetisiert. Die Drehachse der Aluminiumscheibe trägt eine kleine Schnurtrommel, auf welche sich ein mit Gewichten belastbarer Seidenfaden aufwickeln kann. Im normalen Betriebszustande ist die Scheibe in Ruhe. Übersteigt der Betriebsstrom eine bestimmte Grenze, so beginnt sich die Scheibe zu drehen, wobei gleichzeitig der Seidenfaden auf die kleine Trommel aufgewickelt wird. Das Gewicht hebt sich dabei in die Höhe und bewirkt am Ende der Bahn angekommen den Stromschluß für den Hilfsstromkreis und dadurch die Auslösung des Schalters. In Fig. 300 ist die Ausschaltezeit als Funktion der Überlastungsstromstärke durch eine Kurve dargestellt. Durch Verlängerung oder Verkürzung des Seidenfadens kann die Ausschaltezeit, durch Änderung des Gewichts, das aus 8 Scheiben besteht, die Ausschaltestromstärke in weiten Grenzen geregelt werden.

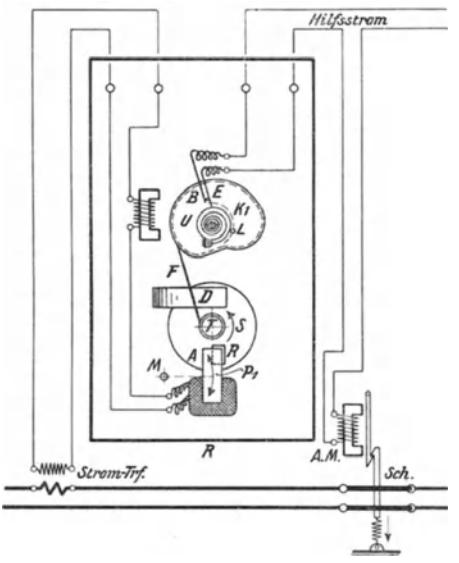


Fig. 302. Abhängiges Maximalstrom-Zeitrelais von Siemens & Halske A.G.

Die Fig. 301 zeigt das Schaltbild für einen Dreiphasenstromkreis mit dreipoligem Relais in Ruhestromschaltung. An den Stromtransformatoren, die zwei Sekundärwicklungen besitzen, sind gleichzeitig noch Stromzeiger angeschlossen. Es kann aber auch die Arbeitsstromschaltung mit besonderer Gleichstromhilfsquelle angewendet werden, für das ein Schaltbild zu geben sich erübrigt.

Das von der S. & H. A. G. gebaute abhängige Maximalstrom-Zeitrelais mit Selektivwirkung arbeitet folgendermaßen (Fig. 302):

Ein durch Wechselstrom erregter Magnet M wirkt durch induzierte Wirbelströme auf eine Aluminiumsscheibe S und sucht diese entgegen einer Federkraft und der Wirkung eines Stellmagneten D in Umlauf zu versetzen. Die Scheibe steht in Verbindung mit einem beweglichen Kontaktarme, der bei der Drehung der Scheibe einem festen Kontakt

zustrebt. Letzterer kann der beweglichen, mit Hilfe einer an einer Zeitskala kontrollierbaren Einstellvorrichtung genähert werden, um die Zeitdauer von Beginn der Bewegung des beweglichen Kontaktes bis zur Kontaktgabe nach Bedarf zu verändern. Eine zweite davon unabhängige, ebenfalls mit Zeiger und Skala versehene Einstellvorrichtung schiebt den Magneten *M* mehr oder weniger über die Aluminiumscheibe, ermöglicht also dadurch eine Einstellung des Stromwertes, bei dem das Relais zum Arbeiten kommen soll. Der Zeiger der Stromeinstellung gibt an, bei welcher Überlastung das Relais anspricht, der Zeiger der Zeiteinstellung, mit welcher zeitlichen Verzögerung bei jeder Überlastung die Kontaktgabe erfolgt. Bei größeren Überlastungen sind die Aus-

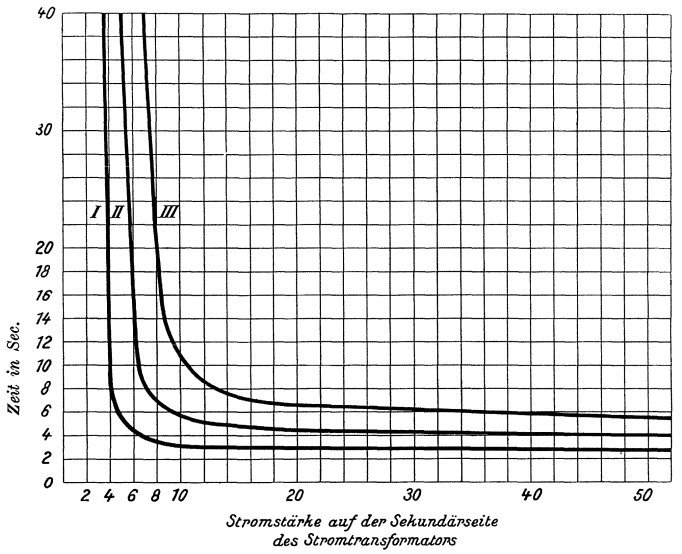


Fig. 303. Ausschaltekurven des Relais von Siemens & Halske A. G.

Kurve I Zeitskala auf 40 sec., Stromskala auf 3,5 Amp. eingestellt
„ II „ „ 40 sec., „ „ 5 „ „
„ III „ „ 40 sec., „ „ 7,5 „ „

schaltezeiten kürzer. Das Relais muß stets an einen Stromtransformator angeschlossen werden.

In Fig. 303 sind auch für dieses Relais die Ausschaltekurven gezeichnet, und zwar wenn ein und dasselbe Relais auf verschiedene Zeit- und Stromwerte eingestellt ist. Auf S. 452 wird dieses Relais noch eingehender in seiner Wirkungs- und Arbeitsweise beschrieben werden.

Bevor nun die anderen Schutzvorrichtungen (Nullspannungs- und Rückstromschutz) und dann die Anwendung aller dieser Einrichtungen zur Besprechung kommen, sollen zunächst noch einige Bemerkungen über die direkte und die indirekte Auslösung gemacht werden (siehe auch S. 369). Beide Ausführungen haben ihre Vorzüge und Nachteile, und es ist auch hier bei der Auswahl mit besonderer Überlegung vorzugehen.

Die direkte Auslösung (siehe auch S. 357), bei der also die Vorrichtung zur Einleitung des Ausschaltens mit dem Auslöser in einem Apparat vereinigt ist, hat folgende Vorteile: Unabhängigkeit sowohl von der Netzspannung als auch von dem Vorhandensein und der Betriebsbereitschaft einer Hilfsstromquelle, ferner geringste Raumbeanspruchung für den ganzen selbsttätigen Schalter. Diesem Vorteile stehen die Nachteile gegenüber, daß es zunächst schwierig ist, Hochspannungsapparate und Apparate für hohe Stromstärken mit so feinen Vorrichtungen zum Einleiten der Auslösebewegung auszurüsten, wie z. B. mit Zeiteinstellungen. Ferner ist es auch dann, wenn Meßtransformatoren benutzt werden, nur möglich, Änderungen in der Einstellung der Strom- oder Zeitwerte der Apparate vorzunehmen, wenn die Ölschalter allseitig spannungslos sind. Handelt es sich um Schalter für sehr große Leistungen, so ist es außerdem schwer, die direkten Auslöser so zu bauen, daß sie den großen Erschütterungen, die beim Ansprechen des Schalters infolge von heftigen Kurzschlüssen auf die ganze Schalterkonstruktion ausgeübt werden, auf die Dauer standhalten. Es sind daher Beschädigungen an den Auslösern und dann unter Umständen recht zeitraubende Betriebsstörungen in derartigen Fällen nicht zu vermeiden.

Bei der indirekten Auslösung, bei der die Auslösemagnete über Relais und Kontaktgeber Strom erhalten, sind diese Nachteile nicht vorhanden. Werden die Relais insbesondere an Meßtransformatoren angeschlossen, wie das in Hochspannungsanlagen zumeist der Fall ist, so gewinnt man damit noch den weiteren Vorteil, daß die Meßtransformatoren von Hause aus für eine begrenzte Leistung gebaut sind. Der von denselben sekundär abgegebene Strom kann ein bestimmtes Maß nicht überschreiten, gleichgültig, wie groß die primäre Stromstärke ist. Es ist daher möglich, die sekundär anzuschließenden Relais so zu bauen, daß sie diesen Leistungen standhalten. Ferner kommt noch dazu, daß die Stromtransformatoren auch für sehr hohe, kurz dauernde Überlastungen betriebssicher hergestellt werden können. Die auf diese Weise von der Hochspannung völlig getrennten Relais kann man auf der Vorderseite der Schalttafel anordnen; sie sind infolgedessen jederzeit gefahrlos zugänglich, bedienbar und leicht zu beaufsichtigen. Der Nachteil, der vielleicht in der Beschaffung der Hilfsstromquelle liegt, tritt für die Kraftwerke in den Hintergrund, denn hier steht Gleichstrom z. B. von den Erregermaschinen stets zur Verfügung, oder es ist eine besondere Transformatorenanlage vorhanden, von der die Beleuchtung des Kraftwerkes, der Antrieb der Werkstatt u. dgl. erfolgt. In selbständigen Transformatorenstationen ist dagegen Gleichstrom nur in den seltensten Fällen verfügbar. Dann kann man aber den Hilfsstrom durch Transformation aus den Hochspannungsleitungen erhalten und die Relais in der Ruhestromschaltung arbeiten lassen.

Die vom Schalter getrennten Auslöser. Bei Schaltern für sehr große Stromstärken sind die Reibungswiderstände in der Regel so beträchtlich, daß die Auslösemagnete nicht mehr unmittelbar mit dem Schalter zusammengebaut werden können. In solchen Fällen

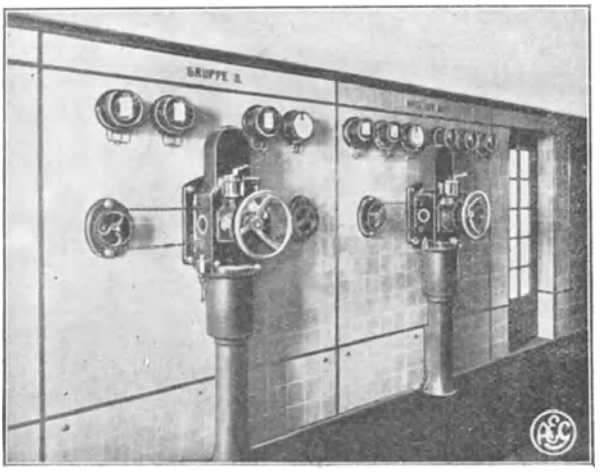


Fig. 304. Elektrischer Fernantrieb für dreipolige Ölschalter. Auslöser auf der Schaltwand.

wird auch noch der Auslöser vom Schalter getrennt und in die Antriebsvorrichtung (Gestänge, Seil-, Kettenübertragung) gelegt. Dann ist ıber ganz besonders darauf zu ıchten, daß die Übertragungs- ›rgane möglichst kurz und ohne Winkelführungen verlaufen, damit nicht Klemmungen u. dgl. in denselben auftreten, die das Ausschalten des Schalters verzögern oder ganz verhindern. Je kürzer z. B. ein Gestänge ist,

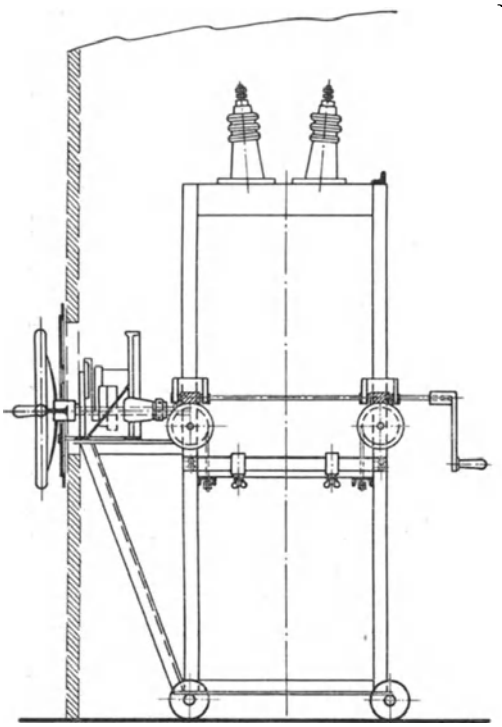


Fig. 305. Ölschalter mit getrenntem automatischen Antrieb und Ölkesselsenkvorrichtung.

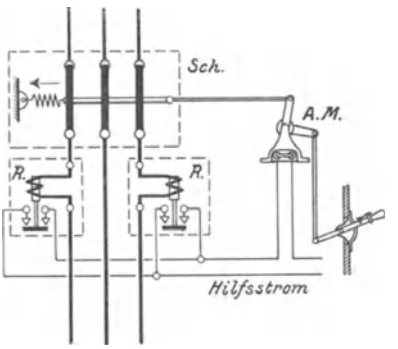


Fig. 306. Hochspannungsschalter mit getrenntem Auslöser.

um so geringer ist auch die Masse, die im Augenblicke des Ausschaltens bewegt werden muß.

Bei allen derartig getrennten Auslösern muß eine Hilfsstromquelle vorhanden sein, da sie mit der Einschaltevorrichtung (Hebel, Kurbel) zusammengebaut sind.

Die auf S. 369 geschilderten Nachteile bei der direkten Auslösung werden durch die Trennung des Auslösers vom Schalter ebenfalls zum Teil vermieden, und man macht daher von dieser Ausführung auch für die Fernleitungsschalter dann gerne Gebrauch, wenn diese nicht von der Schalttafel aus bedient zu werden brauchen. In Fig. 304 ist der Teil einer Schaltanlage abgebildet, der sich hierauf bezieht. Die Schalter befinden sich unmittelbar hinter der Wand, auf der die Antriebsvorrichtungen montiert sind.

In Fig. 305 ist dieses noch besonders zur Darstellung gebracht, während Fig. 306 ein Schaltbild zeigt, das keiner weiteren Erklärung bedarf. Bemerkt sei schließlich, daß auch ein solcher Auslöser mit der Freilaufkupplung ausgerüstet sein muß.

β) Die Spannungsrückgangs- oder Nullspannungsauslösung hat die Aufgabe, den Ölschalter beim Sinken der Betriebsspannung unter einen bestimmten Wert bzw. beim plötzlichen Ausbleiben der Spannung zum Auslösen zu bringen. Es gilt also für diese Auslösevorrichtung sinngemäß alles das, was auf S. 349 bereits bei den Luftschaltern gesagt worden ist. In Fig. 287 war das Schaltbild für einen Ölschalter mit Spannungsauslöser unter Benutzung eines Spannungstransformators dargestellt und auf S. 357 erläutert worden.

γ) Die Rückstromauslösung. Die Aufgabe des Überstromschutzes für Maschinen lag ganz allgemein darin, daß dieselben vor gefährlichen Überlastungen geschützt werden und zwar unabhängig von der Phasenstellung des Stromes gegenüber der Spannung. Solange also die Stromstärke innerhalb der an der Auslösevorrichtung bzw. dem Relais eingestellten Grenze bleibt, kann z. B. ein Generator oder ein Synchronmotor elektrische Leistung abgeben oder aufnehmen, ohne daß der selbsttätige Schalter infolge der dabei eintretenden Umkehrung der Richtung der Energieströmung zur Auslösung kommt. Eine solche Umkehrung der Energieströmung ist in einer ganzen Anzahl von Fällen unzulässig und unter Umständen mit Betriebsstörungen verbunden, wie im Nachstehenden an einzelnen Beispielen gezeigt werden wird. Es ist daher oft erwünscht und insbesondere in großen Anlagen besonders empfehlenswert, gegen derartige Betriebsvorgänge Schutzvorrichtungen einzubauen, und zwar dienen hierzu die sog. Rückstromrelais.

Ein falsches Arbeiten von parallel laufenden Generatoren tritt z. B. dann ein, wenn die Regelvorrichtung einer Antriebsmaschine und bei wachsender Belastung des Kraftwerkes der durch diese Maschine angetriebene Generator nachbleibt oder abfällt. Dann wird der Generator von den übrigen Maschinen als Motor angetrieben und nimmt infolgedessen Energie auf, die von den anderen Maschinen nutzlos zu erzeugen ist. Unter Umständen kann dabei die Stromstärke des fehlerhaft ar-

beitenden Generators in normalen Grenzen bleiben, so daß die Stromzeiger die veränderten Betriebsverhältnisse dieser Maschinengruppe nicht anzeigen, und der Schalttafelwärter also diesen Zustand nicht abstellen kann.

Ein anderer Fall ist der, wenn bei zwei untereinander parallel arbeitenden Kraftwerken die mechanischen Geschwindigkeitsregler der Antriebsmaschinen bei der Verteilung der Belastung nach dem Parallelschalten nicht genau gleich eingestellt werden. Dann kann bei geringer Belastung die eine Zentrale von der anderen getrieben werden.

Auch bei Synchronmotoren, die an Verteilungsnetzen von Kraftwerken liegen, und die mit unabhängigen mechanischen Kraftmaschinen entweder unmittelbar mechanisch oder unter Zwischenschaltung elektrischer Übertragung zusammenarbeiten, ist ein verkehrtes Arbeiten oft recht unerwünscht. Tritt eine Betriebsstörung in den Zuführungsleitungen ein, wodurch die Energiezufuhr zum Synchronmotor teilweise oder ganz unterbrochen wird, so kann der Synchronmotor von den

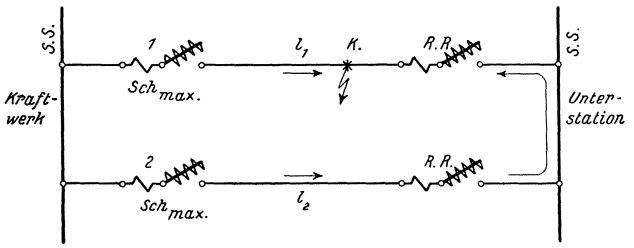


Fig. 307.

übrigen Maschinen angetrieben als Generator elektrische Leistung ins Netz zurückliefern.

Außer bei Maschinen kann eine falsche Energieströmung ferner bei parallel geschalteten Verteilungsleitungen eintreten, wie das in Fig. 307 zur Darstellung gebracht ist. Hierbei kann die Lokalisierung von Störungen durch Überstromschutzapparate allein unter Umständen nicht mehr erreicht werden und zwar beispielsweise aus folgendem Grunde.

Es handele sich um die beiden durch die Sammelschienen des Kraftwerkes und diejenigen einer Unterstation parallel geschalteten Leitungen l_1 und l_2, die im Kraftwerk durch Maximalschalter mit abhängiger Zeitauslösung gesichert sein sollen. Tritt an der Stelle K ein Kurzschluß auf, so wird diese Fehlerstelle von den Generatoren sowohl über die Leitung l_1 als auch im Sinne des gezeichneten Pfeiles von der Leitung l_2 über die Sammelschienen der Unterstation gespeist werden. Es ist dann unsicher, ob der Schalter 1, der in diesem Falle zuerst in Wirksamkeit treten sollte, anspricht, da die Schalter 1 und 2 beider Leitungen auf gleiche Zeit eingestellt sind, und die Überlastungen der Leitungen l_1 und l_2 um so weniger voneinander abweichen werden, je näher die Störungsstelle K an der Unterstation liegt. Also auch hier tritt für den Teil der Leitung l_1, der an die Sammelschienen der Unterstation angeschlossen ist, eine falsche Richtung der Energieströmung ein.

Schließlich ist auch noch darauf hinzuweisen, daß bei parallel geschalteten Transformatoren, wie im I. Bd. S. 282 bereits ausführlich erläutert, unter Umständen eine unerwünschte Rücktransformierung, also ebenfalls eine falsche Richtung der Energieströmung vorkommen kann, die bei vorzeitigem Kurzschließen oder Erden der im Kraftwerke abgeschalteten Leitung zu Betriebsstörungen Veranlassung geben kann.

Um nun einen sicheren Betrieb in allen diesen und ähnlichen Fällen zu erhalten, baut man in die einzelnen Stromkreise Rückstromrelais ein. Solche Relais arbeiten entweder nach dem Ferraris- oder nach dem dynamometrischen Prinzip und bewirken bei Umkehr der Energierichtung ein Ansprechen der selbsttätigen Ölschalter. Diese Relais werden also durch Leistung, d. h. durch Strom und Spannung beeinflußt. Die konstruktive Ausführung derselben muß hier übergangen werden.

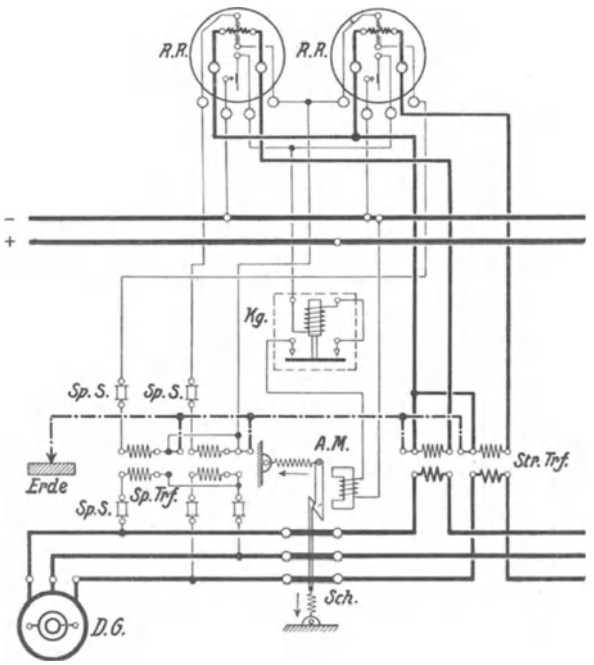


Fig. 308. Schaltbild für Rückstromrelais in einer Drehstromanlage.

Bei Einphasen- und Zweiphasen - Anlagen wählt man das Rückstromrelais ein- bzw. zweipolig, bei Drehstrom zweipolig nach der Zweiwattmeterschaltung unter Verwendung von zwei Einphasen - Spannungstransformatoren, oder dreipolig unter Benutzung eines Drehstromtransformators. Bei Drehstrom-Vierleiternetzen oder bei Erdung des Nullpunktes der Generatoren bzw. Transformatoren müssen stets drei getrennte Rückstromrelais eingebaut werden.

In Fig. 308 ist ein Schaltbild gezeichnet, das keiner besonderen Erklärung bedarf.

Eine gewisse Schwierigkeit liegt bei der Verwendung von Rückstromrelais stets darin, daß sie infolge ihrer Schaltung (Wattmeterschaltung) bedeutend von der Spannung abhängig sind. Erfolgt der Kurzschluß einer Leitung in der Nähe des Relais, so ist die Spannung zumeist derart niedrig, daß kaum eine sichere Wirkung des Relais zu erwarten ist. Um diesem Übelstande zu begegnen, müssen die Relais unter Umständen für sehr große Empfindlichkeit gebaut

und außerdem noch besonders geschaltet werden. So benutzen z. B. S. & H. A. G. bei Drehstrom nicht die der Stromphase anliegende Spannung, sondern die gegenüberliegende (Fig. 309). Tritt beispielsweise zwischen den Phasen R und T Kurzschluß ein, so wird in beiden Phasen R und T die Stromstärke einen hohen Wert annehmen und die Spannung zwischen R und T nahezu verschwinden. Die Spannung zwischen S und T hingegen bleibt bestehen; auf das Relais wirken daher die große Stromstärke der Phase R und die unveränderte Spannung zwischen S und T, d. h. das Relais R_1. wird sicher ansprechen. Träte hingegen zwischen S und T oder R und S Kurzschluß auf, so werden unter ähnlichen Verhältnissen das Relais R_2. bzw. beide Relais R_1. und R_2. zur Wirkung kommen. Es wird daher, falls nicht durch den Kurzschluß zwischen drei Leitungen alle drei verketteten Spannungen gleichzeitig verschwinden, Kurzschluß auf alle Fälle abgetrennt bei Verwendung von zwei Rückstromrelais in Drehstrom-Dreileiteranlagen und von drei Rückstromrelais in Drehstrom-Vierleiteranlagen oder in solchen mit geerdetem Nullpunkt.

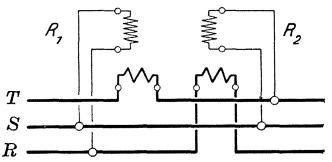


Fig. 309. Schaltung von Rückstromrelais in Drehstromnetzen.

Die Einstellung der Rückstromrelais muß bei Leitungen anders als bei Generatoren vorgenommen werden. Im ersteren Falle soll das Ansprechen schon bei einer Rückstromleistung von 5% der normalen Leistung erfolgen. Bei Generatoren dagegen muß man die Einstellung größer wählen, damit nicht schon bei schlechtem Parallelschalten der dann auftretende Ausgleichsstrom ein Ansprechen der Ölschalter durch die Rückstromrelais hervorruft. Hier genügt eine Einstellung von etwa 25% Rückstrom bezogen auf die normale Leistung.

c) Die Antriebsvorrichtungen. Das Ein- und Ausschalten der Ölschalter, abgesehen von der selbsttätigen Auslösung, erfolgt entweder von Hand oder automatisch.

α) Der Handantrieb wird durch Hebel, Kurbel oder Handrad je nach den räumlichen Verhältnissen entweder in unmittelbarer Kupplung mit dem Ölschalter oder unter Zwischenschaltung eines Gestänges bzw. einer Seil- oder Kettenübertragung bewirkt. Das bei den Trennschaltern auf S. 379 über die Ausführung der Gestänge und Seilantriebe Gesagte gilt hier sinngemäß. Kettenantriebe sind den Gestängeantrieben gegenüber zu bevorzugen, da sie keine so sorgfältige Montage erfordern wie letztere. Bei Schaltern für sehr große Leistungen z. B. Dreikesselschaltern, bei größeren Entfernungen zwischen der Schaltwand und dem Standorte des Schalters, bei ungünstigen baulichen Verhältnissen zwischen der eigentlichen Schaltanlage und der Schalttafel, oder wenn die Betätigung mehrerer Schalter auf einen kleinen Raum zentralisiert werden soll, ist der Handantrieb, also die mechanische Übertragung, in der Regel nicht mehr empfehlenswert. Unter Umständen ist sie sogar nicht mehr ausführbar, weil die Gestänge und Seilübertragungen umständlich

und kostspielig werden und einer dauernden Wartung bedürfen, damit sie jederzeit einwandfrei arbeiten.

In Schaltanlagen für größere Kraftwerke geht man daher heute immer häufiger dazu über, auch das Ein- und Ausschalten der Ölschalter nicht mehr durch eine mechanische Übertragung vom Handrade zur Schalterwelle, sondern automatisch vorzunehmen, und zwar entweder auf pneumatischem oder auf elektrischem Wege. Das erste Mittel ist bisher in Deutschland nicht zur Anwendung gekommen und soweit bekannt geworden, auch nur in geringem Umfange in einigen nordamerikanischen Kraftwerken versuchsweise im Gebrauch. Betriebsergebnisse sind noch nicht veröffentlicht. Einen besonderen Vorzug hat diese Form des Antriebes, der darin liegt, daß er völlig unabhängig von den elektrischen Einrichtungen und deren Zustand arbeitet. Ob dieser Vorteil aber die wesentlich höheren Anschaffungs- und Unterhaltungskosten für die Luftdruckanlagen aufwiegt, muß zurzeit noch dahingestellt bleiben.



Fig. 310. Steuerschalter mit zwei Signallampen.

β) Für den elektrischen Antrieb kommen zwei verschiedene Formen zur Anwendung, und zwar entweder ein kleiner Elektromotor oder Dreh- bzw. Zugmagnete. Ganz allgemein werden diese Antriebsvorrichtungen von der Schalttafel aus durch Druckknopf- oder Hebelschalter gesteuert; die Schalterstellung wird durch farbige Signallampen angezeigt, die über diesen Steuerschalter auf der Schaltwand angeordnet werden (Fig. 310).

Aus leicht erklärlichen Gründen muß für diesen elektrischen Antrieb Strom von niedriger Spannung zur Verfügung stehen. Ferner sind als besondere allgemeine Bedingungen noch zu nennen: der Schalterantrieb muß unter allen Umständen und sicher seinen Hub vollenden, also den Ölschalter vollständig ein- bzw. ausschalten, auch wenn der Schalttafelwärter am Steuerschalter nur einen Augenblick Kontakt macht und dann den Steuerhebel bzw. Druckknopf wieder in die Ruhestellung zurückgehen läßt; nach Beendigung des Hubes müssen alle stromverbrauchenden Teile des Antriebes von selbst abgeschaltet werden, um während der Ruhe keine unnötige elektrische Energie zu verzehren; schließlich muß sofort nach Beendigung einer Schaltbewegung der Antrieb wieder in die Stellung zurückkehren, die für eine erneute Schaltbewegung erforderlich ist.

Die Verwendung einer unabhängigen Stromquelle oder die Benutzung von Hilfssammelschienen für die Antriebsvorrichtung ist entschieden vorzuziehen, weil nur so die Betriebsvorgänge (Kurzschlüsse und Versagen der Schaltrelais oder Auslöser) ohne Einfluß sind und das Ingangsetzen der Schalterantriebe sicher möglich ist.

Sind mehrere solcher Antriebe vorhanden, so empfiehlt es sich ganz besonders, diese sogenannten Steuerstromkreise, sofern Wechsel-

strom benutzt wird, an ein besonderes Hilfssammelschienensystem anzuschließen, um sie damit unabhängig von etwaigen Änderungen oder Umschaltungen innerhalb der Hauptsammelschienen, z. B. beim Doppelsammelschienensystem, zu machen und um einen Leistungstransformator benutzen zu können. Bei Gleichstrom als Steuerstrom ist dieses Hilfssammelschienensystem natürlich selbstverständlich.

Ferner müssen Schutzvorrichtungen vorhanden sein, die verhindern, daß dann, wenn z. B. die Ursache für ein selbsttätiges Ausschalten des Schalters fortbesteht und der Schalter wieder eingeschaltet wird, nicht ein mehrmaliges Schalten durch den automatischen Antrieb eintritt, selbst wenn der Schaltwärter den Steuerschalter sofort in die Ruhelage zurückkehren läßt.

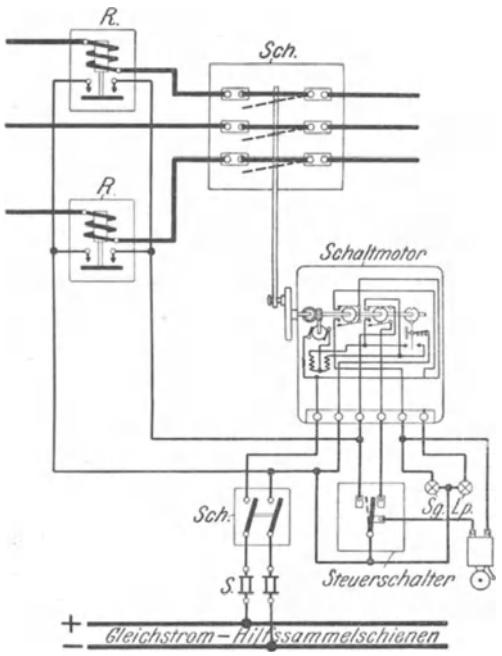


Fig. 311. Selbsttätiger elektromotorischer Antrieb eines automatischen Ölschalters.

Der elektromotorische Antrieb besteht aus dem Antriebsmotor für Rechts- und Linkslauf, der mit Rücksicht auf das erforderliche große Anlaufdrehmoment bei Gleichstrom als Hauptstrom-, bei Ein- oder Mehrphasen - Wechselstrom als Einphasenrepulsions - Motor ausgeführt wird und über ein Zahnradvorgelege mit dem Ölschalter verbunden ist. Durch Umlegen des Steuerschalters in die gewünschte Ein- bzw. Ausschaltestellung nimmt der Schaltmotor die eine oder andere Drehrichtung an und bewegt die Schalterwelle. In Fig. 311 u. 312 sind für diesen Antrieb zwei Schaltbilder gezeichnet und zwar erfolgt in Fig. 312 die Auslösung des Ölschalters durch einen besonderen Auslöser *A.M.*, und die Kontakte für die Signallampen sind mit der Schalterwelle in Verbindung gebracht.

Um den Steuermotor jederzeit bequem von den Hilfssammelschienen abtrennen zu können und ihn ferner vor Überlastungen z. B. hervorgerufen durch Klemmungen in dem Übertragungsmechanismus zu schützen, ist derselbe wie jeder normale Motor zu sichern und mit einem doppelpoligen Hebelschalter auszurüsten.

Der motorische Antrieb hat den Vorzug, daß auch Wechselstrom benutzt werden kann, der von dem Beleuchtungstransformator, der wohl in jedem Kraftwerke, jeder Transformatorstation usw. vorhanden ist, jederzeit zur Verfügung steht.

Für den elektromagnetischen Antrieb kommt in der Mehrzahl der Fälle ein mit dem Schalter zusammengebauter Drehmagnet, ein einpoliger Steuerschalter und Signallampen zur Verwendung. Der Drehmagnet besteht aus einem vierpoligen Gehäuse mit Doppel-T-Anker ohne Wicklung (Fig. 313), der Steuerschalter ist der gleiche wie bei dem Motorantriebe. Je nach der Betätigung des Steuerschalters, dessen

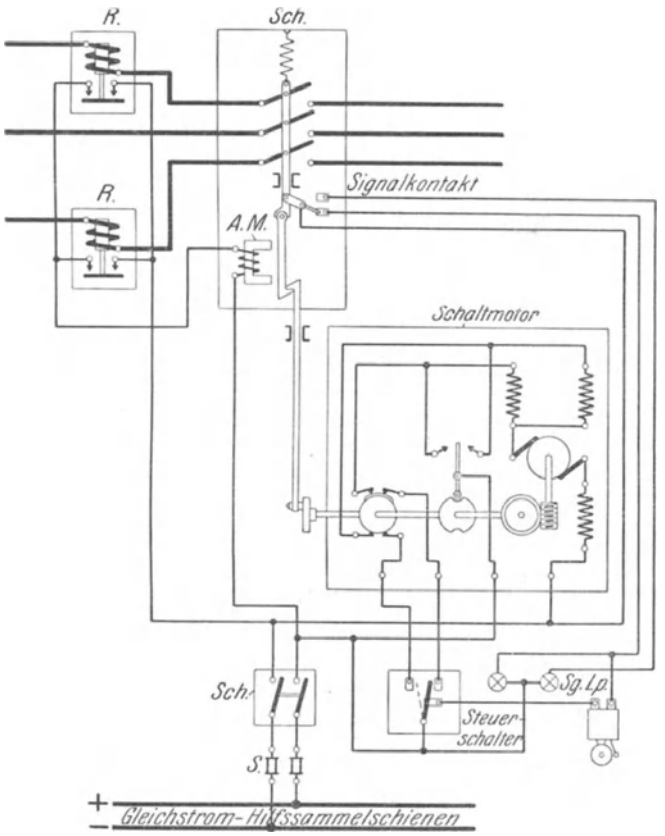


Fig. 312. Selbsttätiger elektromotorischer Antrieb eines automatischen Ölschalters (besonderer Auslöser mit abhängigen Signallampen).

Hebel so auszuführen ist, daß er sich selbsttätig in die Nullage zurückstellt, erhält eins der beiden Spulenpaare Strom. Der Anker des Drehmagneten bewegt sich und bringt dadurch den Ölschalter in die gewünschte Stellung.

Der Drehmagnetantrieb ist aber nur für Gleichstrom mit völliger Betriebssicherheit ausführbar. Es ist daher notwendig, daß dieser Gleichstrom auch in Wechselstromkraftwerken jederzeit vorhanden ist, und zwar benutzt man dazu entweder Primärelemente, Akkumulatoren, oder entnimmt den Strom den Erregersammel-

schienen, falls besondere getrennte Erregeraggregate vorhanden sind. Primärelemente sind nicht empfehlenswert, weil sie zu unsicher arbeiten und einer ständigen Wartung bzw. Aufsicht unterzogen werden müssen.

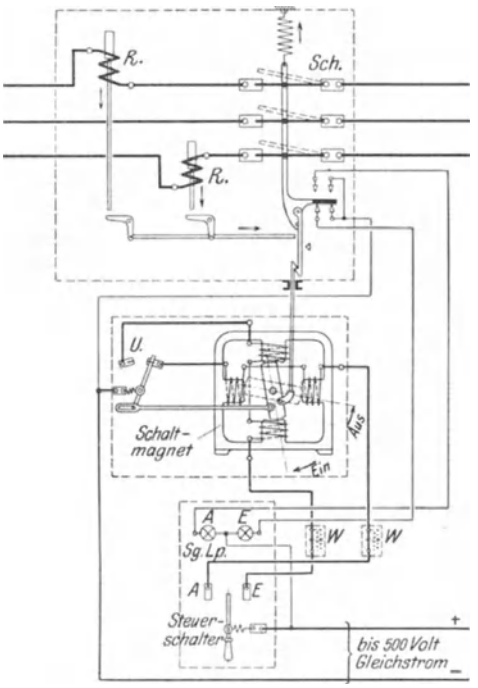


Fig. 313. Selbsttätiger Drehmagnet-Schalterantrieb.

Wenn die Akkumulatorenbatterie dagegen natürlich wesentlich teurer ist, so hat sie aber auch gegenüber der Benutzung der Erregermaschinen für die Stromlieferung den Vorteil, daß sie die größte Betriebszuverlässigkeit aufweist. Zum Laden der Batterie muß entweder ein kleiner Umformer aufgestellt werden, oder man kann auch die Erregermaschinen zu Hilfe nehmen. Letzteres erfordert, daß die Erregermaschinen in ihren Leistungen entsprechend bemessen sind. Da sie aber nicht mit Spannungserhöhung arbeiten können, so ist die Batterie für die Ladung in Gruppen zu schalten; außerdem muß ein Doppelzellenschalter vorgesehen werden.

Neben Drehmagneten werden auch Zugmagnete angewendet, ebenfalls aber nur für Gleichstrom. Dieselben klinken die Schaltwelle ein und sind zumeist derart gebaut, daß durch das Einfallen der Klinke der Magnet abgeschaltet wird. Das Ausschalten wird durch einen zweiten Magneten bewirkt, der die Klinke herausschlägt. Der Schalter wird dann durch Rückstellfedern geöffnet.

Die magnetischen Antriebsvorrichtungen arbeiten schneller als die elektromotorischen und sind daher zum Parallelschalten von Maschinen geeigneter, während der elektromotorische Antrieb besser für die Ölschalter in Abzweigleitungen, Abzweigkabel u. dgl. am Platze ist. Derselbe kann noch für besondere Langsameinschaltung gebaut werden, was besonders beim Einschalten von längeren Kabelstrecken erwünscht ist.

Alle diese automatischen Antriebsvorrichtungen können auch mit den Überstrom-Schutzvorrichtungen u. dgl. zusammengeschaltet, also durch diese in die Ausschaltbewegung gebracht werden und dann den Schalter zum selbsttätigen Öffnen bringen (Fig. 311 bis 313).

25. Die Trennschalter.

Das in diesem Kapitel Behandelte soll als Ergänzung zu dem bereits im I. Bd., S. 280 Gesagten dienen. Die Zahl der Trennschalter ist in ausgedehnteren Kraftwerken zumeist reichlich groß und zwar besonders dann, wenn das Doppelsammelschienensystem zur Anwendung kommt. Das hat seinen Grund darin, daß im Kraftwerke eine Betriebsunterbrechung infolge von Störungen an den Schaltapparaten außerordentlich schnell behoben werden muß. Bei der Behandlung der Schaltbilder wird auf diesen Umstand noch eingehender hingewiesen werden.

Die Trennschalter sollen so gebaut sein, daß die Messer derselben in der Einschaltestellung selbsttätig gesperrt werden, damit sie nicht durch Erschütterungen mit der Zeit herausfallen und dadurch ganz unerwartete Betriebsunterbrechungen bzw. bei einpoligen Trennschaltern Unterbrechungen einer Phase hervorrufen können. Außerdem werden die Trennschalter in den Generatorstromkreisen neuerdings fast stets mit Hilfskontakten versehen, die, wie auf S. 441 angeführt, so in Verbindung mit den Synchronisierapparaten gebracht sind, daß falsche Schaltungen nicht vorkommen können.

In Fig. 314 ist ein Doppeltrennschalter für 110 000 Volt abgebildet in der Bauart der S. S. W. Bei Spannungen über 70 000 Volt müssen alle stromführenden Teile gut abgerundet oder durch kugelförmige Metallkappen abgeschirmt sein, um Leistungsverluste durch Ausstrahlung möglichst zu vermeiden.

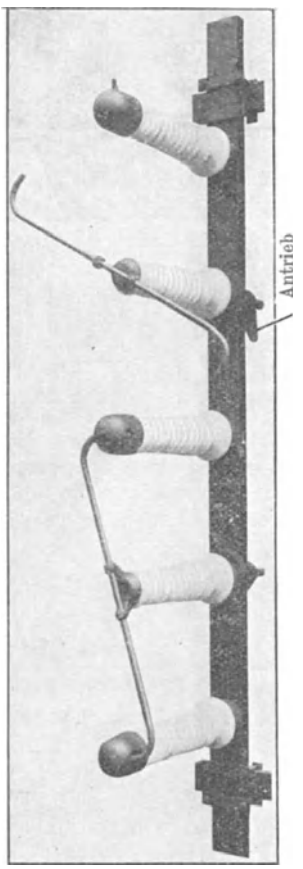


Fig. 314. Einpoliger Doppeltrennschalter f. 110 000 Volt der S. S. W.

Die Betätigung der Trennschalter erfolgt bei solchen für sehr hohe Spannungen nicht mehr mittels Schaltstangen, sondern durch Gestänge oder Seilantriebe. Da es sich aber hier dann meist um lange Zwischengestänge handelt, so sollen letztere so angeordnet sein, daß sie bei der Einschaltestellung auf Zug beansprucht werden. Bei auf Druck beanspruchten Gestängen ist dagegen eine Durchbiegung oder mindestens eine lästige Durchfederung zu befürchten, und dieser Nachteil kann unter Umständen dazu Veranlassung geben, daß der Kontaktschluß d. h. die Verbindung zwischen dem Kontaktmesser und der

Kontaktfeder im eingeschalteten Zustande unzuverlässig ausfällt. Dadurch können Zerstörungen der Kontakte, Festbrennen und sogar Überspannungen erzeugt werden.

Handelt es sich um den Anschluß von Kabelstrecken, so ist in der Auswahl der Trennschalter Vorsicht zu üben, weil beim Öffnen des unbelasteten Stromkreises die infolge der Kapazität zu unterbrechende Energ e so groß sein kann, daß Zerstörungen zu kleiner Trennschalt, Überspannungen u. dgl. die Folge sind.

26. Die Zellenschalter.

Von sonst besonders erwähnenswerten Apparaten sollen hier nur noch die Zellenschalter kurz behandelt werden. Ihre Bauart als runde oder geradlinige, Einfach- oder Doppelzellenschalter, ist aus den Preislisten der einzelnen Firmen in der Regel so genau ersichtlich, daß auf die Beschreibung der Konstruktion verzichtet werden kann. Über die Batterieschaltung ist im 20. Kap. bereits gesprochen worden.

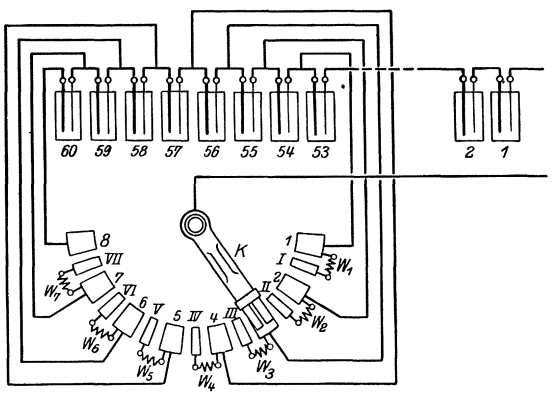


Fig. 315. Einfachzellenschalter mit Zwischenstücken und Übergangswiderständen.

Ganz allgemein haben die Zellenschalter die Aufgabe, die Zellenzahl im Lade- und Entladestromkreise der Akkumulatorenbatterie bequem und sicher nach bestimmter Richtung und nach bestimmter Anzahl ändern zu können. Die Fig. 315 zeigt schematisch die Arbeitsweise eines Einfachzellenschalters. Über die Kontaktstücke 1 bis 8 schleift ein Kontaktarm K, an den der eine Pol der Leitung angeschlossen wird, während der zweite Pol am Batterieanfange liegt. Wird der Kontakthebel K z. B. auf das Kontaktstück 5 eingestellt, so ist die Batterie vom ersten bis zum 57. Element eingeschaltet. Je nach Stellung dieses Kontakthebels werden also die Zusatzzellen 1 bis 8 zur Arbeit herangezogen. Beim Beginn der Entladung steht der Kontakthebel K auf 1; es sind dann nur die 53 Hauptzellen im Stromkreise. Mit sinkender Spannung werden die Zusatzzellen 2 bis 8 zugeschaltet. Um beim Verschieben des Kontakthebels K den Stromkreis nicht zu unterbrechen, sind Zwischenkontaktstücke I bis VII vorhanden, die mit den Hauptkontakten durch Widerstände W verbunden sind. Dadurch wird beim Verschieben des Kontakthebels von einem Kontakt zum nächsten der auftretende Kurzschluß zwischen zwei Zellen so begrenzt, daß letztere keinen Schaden nehmen können.

Die Doppelzellenschalter bestehen aus zwei Einfachzellenschaltern und sind nur konstruktiv entsprechend ausgebildet.

Von den Einfachzellenschaltern wird heute verhältnismäßig selten und zwar nur in kleinen Anlagen Gebrauch gemacht. Überall da, wo es sich um große Batterien handelt, benutzt man den Doppelzellenschalter.

Liegt die Batterie verhältnismäßig weit vom Standorte des Schalttafelwärters, oder soll die Verstellung der Kontakthebel selbsttätig unter dem Einfluße der gleichzuhaltenden Netzspannung erfolgen, so benutzt man den elektromotorischen Antrieb entweder des Ladehebels oder nur des Entladehebels oder beider. Dieser Antrieb wird dann von der Schalttafel aus durch Steuerschalter bzw. bei dem selbsttätigen Arbeiten des Antriebes in Abhängigkeit von der Netzspannung durch besondere Steuerrelais in dem gewünschten Sinne betätigt. Bei besonders reicher Instrumentierung können noch sogenannte Fernzeiger eingebaut werden, die die jedesmalige Stellung der Kontaktarme bzw. die Zahl der zu- oder abgeschalteten Zellen anzeigen. Es würde zuweit führen, hierfür ein Schaltbild wiederzugeben, zumal die verschiedenen Firmen verschiedene Schaltungen zur Anwendung bringen.

Auf eine besondere Ausführung der Zellenschalter muß indessen noch etwas näher eingegangen werden, die namentlich für große Anlagen von nicht zu unterschätzender Bedeutung ist, und zwar ist das die sogenannte Leitungssparschaltung. Bei der einfachen Schaltung bei n Regulierstufen sind $n + 1$ Verbindungsleitungen von den Zellen zum Zellenschalter erforderlich. Bei den Zellenschaltern mit Leitungssparschaltung werden dagegen von den Zellen der Batterie nur Abzweigungen in solchen Stufen hergestellt, daß die Spannung zwischen zwei benachbarten Leitungen den doppelten Betrag der geforderten Regulierspannung aufweist. Infolgedessen sind nur $\frac{n}{2} + 1$ Verbindungsleitungen zwischen Zellenschalter und Batterie nötig. Um dabei die gewünschte feinstufige Spannungsregelung zu erreichen, werden durch einen Hilfsschalter auf einer Zwischenstufe Hilfszellen ein- und ausgeschaltet. Für diese Hilfszellen sind noch zwei weitere Leitungen erforderlich, so daß im ganzen bei einem Einfachzellenschalter für eine Zweileiteranlage $\frac{n}{2} + 3$ Leitungen gegen $n + 1$ Leitungen der früher benutzten Schaltung erforderlich sind. Gespart werden daher $\frac{n}{2} - 2$ Leitungen.

Durch eine einfache Rechnung kann festgestellt werden, ob sich diese Ausführung lohnt. Sie ist in der Regel vorteilhaft, sobald es sich um größere Stromstärken handelt.

In Fig. 316 und 317 ist eine Ausführung für einen Einfachzellenschalter in den beiden Kontaktstellungen mit und ohne eingeschaltete Hilfszellen dargestellt. Der Hauptschalter mit den Bürsten B_1 und B_2 ist zwangläufig mit einem Hilfsschalter mit der Bürste B_3 verbunden.

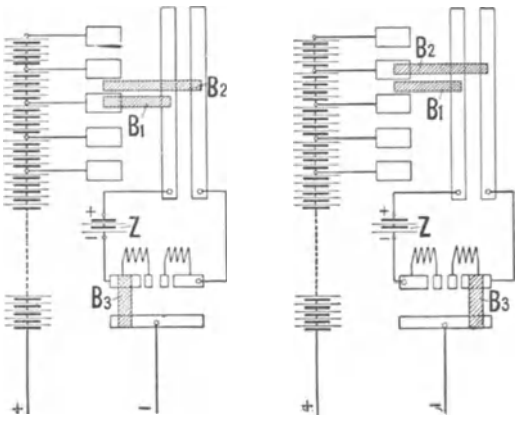


Fig. 316 und 317. Einfachzellenschalter mit Leitungssparschaltung.

Werden die Bürsten B_1 und B_2 um eine halbe Stufe verschoben, so wird durch den Hilfsschalter die Bürste B_3 nach der entgegengesetzten Seite gelegt. Fig. 316 zeigt die Schalterstellung, wenn die Hilfszellen Z eingeschaltet und Fig. 317 diejenige, in der die Hilfszellen abgeschaltet sind.

Diese Sparschaltung wird natürlich auch beim Doppelzellenschalter angewendet und zwar sowohl für die Lade- als auch für die Entladeseite. Es gibt hierfür ebenfalls eine ganze Anzahl von Ausführungen, auf die nicht näher eingegangen werden kann. Die Materialersparnis für die Leitungen kann hier natürlich ganz besonders groß ausfallen.

Neben der Leitungsersparnis werden auch die Zellenschalter billiger und kürzer, weil die Zahl der Kontakte gegenüber der einfachen Ausführung nur die Hälfte beträgt.

27. Die Meßinstrumente.

In diesem Kapitel sollen nunmehr alle diejenigen technischen Meßinstrumente (also nicht Spezial- oder Laboratoriumsinstrumente) behandelt werden, die in den Schaltanlagen zur Prüfung und Überwachung des Betriebes und der Maschinen zur Verwendung kommen. Man unterscheidet dabei zunächst zwischen Meßinstrumenten für Gleichstrom und solchen für Ein- bzw. Mehrphasen-Wechselstrom. Die Messungen selbst haben sich je nach der Stromart für einzelne Teile oder die Gesamtanlage zu erstrecken auf: Stromstärke, Spannung, Leistung, Wattverbrauch, Frequenz, Phasenverschiebung, Synchronisierung und Isolationszustand. Welche Messungen für die Betriebsführung notwendig und ständig zu machen sind, richtet sich in erster Linie nach der Stromart und ferner nach der Größe und dem Charakter der Anlage.

Da zunächst die verschiedenen Arten von Meßinstrumenten und ihre charakteristischen Eigenschaften bekannt sein müssen, bevor man zur Auswahl derselben oder zur Begutachtung vorgeschlagener Typen schreiten kann, so soll mit der Erläuterung der einzelnen Instrumentenformen und der Grundbedingungen, denen dieselben im allgemeinen genügen müssen, begonnen werden.

Die Meßinstrumente werden eingeteilt:

nach der Form des Zeigerantriebes oder des Meßsystems in:

elektromagnetische oder sog. Weicheiseninstrumente;
Drehspulen- oder sog. Präzisionsinstrumente;
Hitzdrahtinstrumente;
Induktions- oder sog. Ferrarisinstrumente;
Dynamometrische Instrumente
und elektrostatische Instrumente;

ferner nach der Bauart:

in solche mit rundem oder profiliertem Gehäuse; solche zum Aufsetzen oder Einlassen in die Schalttafel; solche mit beleuchteter Skala, zur Befestigung auf Wandarmen, mit Registriereinrichtungen u. dgl.

und schließlich nach der Art der Zeigereinstellung:

in periodische, aperiodische und überaperiodische Instrumente.

a) Als **Grundbedingungen,** denen die Meßinstrumente je nach ihrem Verwendungszweck und den zu messenden Betriebsvorgängen genügen sollen, sind zu nennen:

aperiodische, schnellste und genaue Zeigereinstellung;
gute Empfindlichkeit;
deutliche Ablesbarkeit;
Unempfindlichkeit gegen magnetische Einflüsse in der Nähe vorüberführender Starkströme, Maschinen- und Transformatorenstreufelder;
Überlastbarkeit z. B. durch vorübergehende Kurzschlüsse;
Unabhängigkeit von Luftdruck, Temperatur und Luftfeuchtigkeit der Umgebung; bei Wechselstrom möglichste Unabhängigkeit von der Frequenz und der Kurvenform:
geringster Eigenverbrauch;
große, deutliche Aufschriften.

Zu den Grundbedingungen sollen einige Bemerkungen allgemeiner Natur gemacht werden:

Die Zeigereinstellung erfolgt heute bei allen Schalttafelinstrumenten aperiodisch, d. h. der Zeiger schwingt beim Einschalten des Instrumentes über den anzuzeigenden Wert etwas hinaus und kehrt dann sofort in seine richtige Lage zurück, um in derselben zu verharren. Bei allmählichen Änderungen des anzuzeigenden Wertes erfolgt die Zeigerverschiebung ruhig. Bei den älteren Instrumenten war dieses nicht der Fall, sondern die Zeiger pendelten um den jeweiligen Ausschlag hin und her. Ein Ablesen war daher schon bei geringen Schwankungen der anzuzeigenden Größe nur sehr schwierig und angenau. Die Zeigereinstellung erfolgte hier periodisch. Derartige Meßinstrumente sind unbrauchbar, denn die Betriebsverhältnisse in Kraftwerken schwanken infolge der ständig wechselnden Belastung dauernd, und die Ablesungen fallen zu unzuverlässig aus.

Die aperiodische Einstellung des Zeigers wird durch eine Dämpfung des Zeigerantriebes (Meßsystems) hervorgerufen, und zwar wird entweder eine Luft-, Flüssigkeits- oder magnetische Dämpfung benutzt.

Bei der Luftdämpfung ist der Zeiger an einem kleinen Kolben befestigt, der sich in einem mit Luft angefüllten Zylinder bewegt (Fig. 318). Sie wird am häufigsten angewendet und arbeitet, wenn das Meßinstrument nicht sehr rasch aufeinanderfolgende Schwankungen in größeren Grenzen anzuzeigen hat, gut. Ist letzteres dagegen der Fall, so müssen Instrumente mit Flüssigkeitsdämpfung — in der Regel Öldämpfung — gewählt werden, die dann eine sog. überaperiodische Wirkung ausübt. Dieser Form haftet aber der Nachteil an, daß sie von der Temperatur beeinflußt wird. In heißen Gegenden sind daher Apparate mit Luft- oder magnetischer Dämpfung (in der Regel kleine nach Art der Wirbelstrombremsen arbeitende Vorrichtungen) vorteilhafter.



Fig. 318. Luftdämpfung bei Meßinstrumenten.

Hinsichtlich der Genauigkeit und der guten Empfindlichkeit ist an Schalttafelinstrumente nicht der gleiche Maßstab anzulegen, wie z. B. an Labarotoriumsinstrumente. Die Skalen werden vielmehr verhältnismäßig grob eingeteilt. Eine besonders feine Teilung irritiert nur den Schalttafelwärter, ohne für den Betrieb Vorteile zu bieten. Bei Spannungszeigern haben die Werte in der Nähe des Nullpunktes wenig Bedeutung. Für diese Instrumente soll vielmehr die Skala so gewählt werden, daß der Zeiger im normalen Betriebszustande in der Mitte steht. Bei großen Skalen unterdrückt man daher oftmals überhaupt die Zeigerstriche in der Nähe des Nullpunktes (verkürzte Skala). Bei Strom- und Leistungszeigern ist das aber naturgemäß nicht statthaft, denn bei diesen Instrumenten interessieren auch die Werte in der Nähe des Nullpunktes. Es ist daher von Vorteil, wenn Instrumente dieser Gattungen eine tunlichst gleichmäßig von Null bis zum Höchstwerte geteilte Skala besitzen, um Ablesungsfehler zu vermeiden. Das trifft aber, wie bei der Besprechung der verschiedenen Meßsysteme besonders erwähnt werden wird, nicht bei allen Typen zu, da je nach dem System nicht immer Proportionalität zwischen Ausschlag und Meßgröße besteht. Infolgedessen ist die Empfindlichkeit an allen Teilen der Skala nur dann gleich, wenn letzteres der Fall ist. Bei guten Meßinstrumenten ist indessen dieser verschiedene Grad der Empfindlichkeit an den einzelnen Skalenstellen ohne Belang, zumal er bei der Eichung berücksichtigt wird.

Zu erwähnen ist ferner noch, daß die Empfindlichkeit eines Meßinstrumentes auch von der Lagerung des Zeigersystems abhängt, und zwar besonders mit Rücksicht auf die Lagerreibung einerseits und die Befestigungsmöglichkeit des Instrumentes andererseits, weil das Zeigersystem bei schiefer Instrumentenstellung „hängen“ und dann an festen Teilen schleifen könnte.

Zu den sonstigen allgemeinen Forderungen ist zu bemerken, daß auch selbst starke Ströme, ferner Eisenmassen, elektrische Maschinen u. dgl., die sich in der Nähe von Instrumenten befinden, z. B. bei Sammelschienen, Apparaten auf Schaltsäulen in unmittelbarer Nähe von Generatoren, durch Streufelder oder magnetische Einwirkungen keinen Einfluß auf die Genauigkeit der Meßinstrumente ausüben dürfen. Ist das zu fürchten, so muß man den Standort der Schalttafel bzw. den Befestigungsort der Instrumente entsprechend wählen (3 bis 5 m Abstand genügt in der Regel) und die Stromzeiger sowie die Stromspulen der Leistungszeiger bei Gleichstrom an sog. Nebenschlüsse (Chunts) (Fig. 319), bei Wechselstrom an Stromtransformatoren (Fig. 320) legen.

Ein solcher Nebenschluß (Fig. 321) wird in die Leitung des zu messenden Stromkreises eingeschaltet und führt den Gesamtstrom, während ein schwacher Zweigstrom durch besondere, dünne, geeichte Drähte nach dem Instrument geleitet wird. Durch diese Form der Installation gewinnt man gleichzeitig noch die folgenden Vorteile:

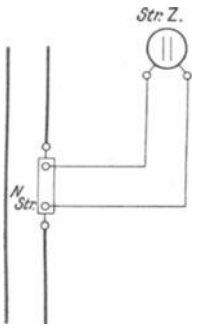


Fig. 319. Gleichstromzeiger mit Nebenschluß (Chunt).

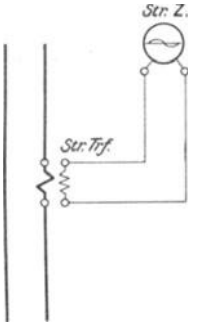


Fig. 320. Stromzeiger mit Stromtransformator.

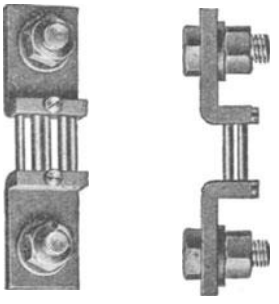


Fig. 321. Praktische Ausführung eines Nebenschlusses.

Die Anordnung der Meßinstrumente wird unabhängig von der Leitungsführung in der Schaltanlage, weil man die Starkstromleitungen (starke Sammelschienen, Maschinenkabel usw.) nicht unmittelbar bis zu den Instrumenten heranzuführen braucht, sondern an passender Stelle den Nebenschluß einfügen kann. Die Leitungsführung selbst wird einfach, billig und übersichtlich.

Der Strommeßbereich der Strom- und Leistungszeiger kann bequem durch Austausch von Nebenschlüssen abgeändert werden.

Das Meßinstrument kann einfach und schnell auf verschiedene Stromkreise umgeschaltet werden (Sparschaltung). Man legt zu dem Zwecke in die einzelnen Stromkreise Nebenschlüsse. Von diesen führen Zuleitungen zu dem mit dem Meßinstrumente durch zwei im allgemeinen kurze Leitungen verbundenen Umschalter (Fig. 352). Mit der Umschaltung kann nötigenfalls gleichzeitig eine Änderung des Meßbereichs vorgenommen werden.

Man kann auch zwei Instrumente an einen gemeinsamen Nebenschluß anschließen z. B. zwei gleichartige Instrumente für gleichzeitige Messung an verschiedenen Orten, ein Stromzeiger parallel zu einem Leistungszeiger, ein gewöhnliches Anzeigeinstrument parallel zu einem Registrierinstrument usw.

Ähnliche Vorzüge bieten die Stromtransformatoren in Wechselstromanlagen (siehe auch S. 395), und naturgemäß auch die Spannungstransformatoren (S. 396), durch deren Verwendung erreicht wird, daß jegliche Hochspannung von den Instrumenten selbst und deren Befestigungsort (Schalttafel, Schaltsäule) ferngehalten wird.

Hinsichtlich des Einflusses von Schwankungen in der Frequenz des Stromes und der Kurvenform von Strom und Spannung bei Wechselstrom wird bei der Besprechung der einzelnen Instrumentengattungen das Erforderliche gesagt werden. Jedenfalls ist zu fordern, daß die im normalen Betriebe vorkommenden Abweichungen ohne Belang auf die Meßgenauigkeit sein müssen.

Auch Kurzschlüsse und plötzliche starke Überlastungen in den zu messenden Stromkreisen müssen von den Instrumenten ohne Schaden aufgenommen werden können, d. h. ohne daß eine bleibende Ungenauigkeit oder gar eine Zerstörung des Meßsystems eintritt. Auf diese Forderung ist besonders zu achten, wenn es sich um Kraftwerke mit großen Leistungen oder mit ausgedehnten Freileitungsanlagen handelt. Im ersteren Falle ist das wegen der oft außerordentlich großen Kurzschlußleistungen und im zweiten Falle wegen der Häufigkeit der plötzlich auftretenden Überlastungen durch momentane Kurz- oder starke Erdschlüsse erforderlich.

Daß schließlich der Eigenverbrauch der Meßinstrumente an elektrischer Energie der erreichbar kleinste sein muß, ist selbstverständlich. Immerhin ist er mit ein Maß für die Güte des Instrumentes und kann bei großen Schaltanlegen unter Umständen eine nicht zu unterschätzende Rolle spielen. Man spricht sogar oft von dem Wirkungsgrade der Schaltanlage, der bei mangelhafter Ausführung durch den Verlust in den Leitungen und Sammelschienen, den Schaltern und nicht zuletzt in den Meßinstrumenten und Zählern ungeahnt schlecht ausfallen kann, was bei Anlagen, die ständig mit großer Belastung im Betriebe sind, z. B. Kraftwerke für Bahnen, chemische Werke, Kohlengruben, Hütten- und Walzwerke, die Wirtschaftlichkeit des Betriebes merklich beeinflußt. Es lohnt sich daher — natürlich aber nur bei großen Schaltanlagen — diesen Wirkungsgrad zu bestimmen und gegebenenfalls durch die Wahl besserer Instrumente zu erhöhen.

Sollen die Meßinstrumente in chemisch verunreinigter Luft, tropischem Klima, in Seeluft oder sonst unter ungünstigen Verhältnissen arbeiten, so ist das den Lieferanten bekanntzumachen, damit entsprechende Schutzvorkehrungen (vergoldetes oder besonders lackiertes Meßsvstem, Skala auf Milchglas statt wie gewöhnlich auf Karton) getroffen werden.

Zu den anderen Punkten der allgemeinen Forderungen ist nichts weiter zu bemerken, und es soll nunmehr zu der Besprechung der auf S. 383 genannten Meßsysteme (Zeigerantriebe) übergegangen werden.

b) Das elektromagnetische- oder Weicheiseninstrument ist das billigste und infolge seiner günstigen Arbeitsbedingungen recht häufig in Schaltanlagen kleineren und mittleren Umfanges verwendete Instrument. Die Zeigerbewegung erfolgt durch die magnetisierende und daraus sich ergebende mechanische Wirkung eines stromdurchflossenen Leiters auf einen weichen Eisenkörper. Bei den Instrumenten von S. & H. A. G. wird z. B. ein eigenartig gestalteter, drehbar gelagerter Kern aus besonders geeignetem und behandelten Eisen in eine vom Meßstrome durchflossene Spule mit engem Spalt und infolgedessen hoher Felddichte hineingezogen. Die dem elektromagnetischen Drehmomente das Gleichgewicht haltende Gegenkraft wird bei Instrumenten für ortsfeste, senkrechte Montage durch Gewichte, bei solchen für geneigte Montage (Schaltpulte) durch Spiralfedern gebildet.

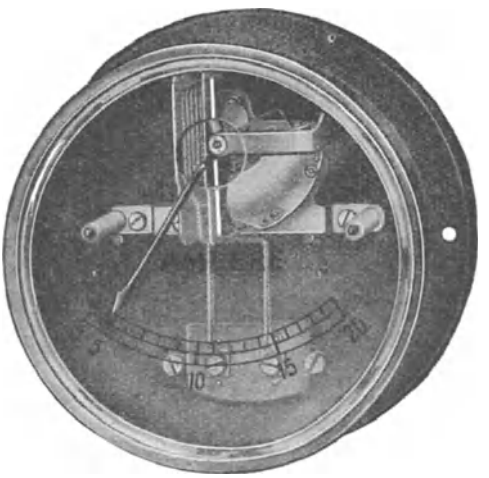


Fig. 322. Elektromagnetisches- oder Weicheiseninstrument.

In Fig. 322 ist das System eines solchen Weicheiseninstrumentes abgebildet. Man erkennt in dieser auch die Dämpfung.

Elektromagnetische Instrumente werden nur als Strom- und Spannungszeiger ausgeführt. Sie sind sowohl für Gleichstrom, als auch für Wechselstrom benutzbar, müssen aber je nach der Stromart geeicht werden.

Die Skalenteilung ist am Anfange verengt, weil hier keine Proportionalität zwischen Ausschlag und Meßgröße besteht. Durch besondere Maßnahmen, auf die näher einzugehen unnötig erscheint, wird indessen erreicht, daß die Skalenteilung auch in der Nähe des Nullpunktes dennoch bequem ablesbar ist. Durch Streufelder oder vorüberfließende Starkströme werden die Angaben dieser Instrumente beeinflußt und unzuverlässig; man muß dann dazu übergehen, das System durch Eisengehäuse oder ähnliche konstruktive Maßnahmen zu schützen. Gleichstrom-Nebenschlüsse können mit den Weicheiseninstrumenten nicht in Verbindung gebracht werden. Man benutzt daher diese Instrumente als Stromzeiger in Gleichstromanlagen selten über 300 Amp. Bei Wechselstrom werden Stromtransformatoren angewendet. Die Ausschläge dieser Instrumente sind dann von

15 bis 100 Perioden von der Frequenz und von der Kurvenform unabhängig.

Die elektromagnetischen Instrumente widerstehen hohen Überlastungen und sind auch gegen heftige Kurzschlüsse ziemlich unempfindlich. Temperaturschwankungen sind auch bei Spannungszeigern ohne merklichen Einfluß auf die Empfindlichkeit und Genauigkeit.

Der Eigenverbrauch ist bei guten Instrumenten verhältnismäßig klein. So gibt z. B. S. & H. A. G. an, daß ein Stromzeiger von 225 mm Sockeldurchmesser (übliche Instrumentengröße) für 5 Amp. 50 Perioden für Anschluß an Stromtransformatoren etwa 0,3 Voltamp., ein Spannungszeiger gleicher Größe etwa 1 Watt in der Kupferspule und etwa 7 Watt im Vorschaltwiderstande, also insgesamt etwa 8 Watt bei 110 Volt, verbraucht[1]).

c) Das Drehspulen- oder Präzisionsinstrument beruht auf der Anziehung bzw. Abstoßung eines stromführenden Leiters durch einen Magneten. Häufig findet man dieses Instrument auch unter der Be-

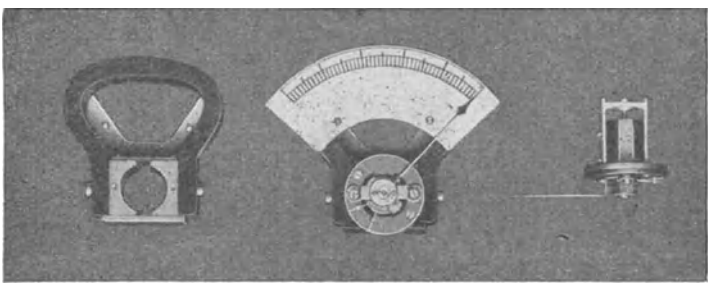


Fig. 323. Drehspul- oder Präzisionsinstrument.

zeichnung Deprez-d'Arsonval-Instrument. Als Stromleiter, mit dem der Zeiger verbunden ist, wird eine aus Kupfer- oder Aluminiumdraht gewickelte Spule benutzt, die sich im Felde eines permanenten Magneten dreht (Fig. 323). Als Gegenkraft wirken zumeist zwei Spiralfedern aus unmagnetischem Material, die gleichzeitig zur Stromzu- und -ableitung dienen.

Die Präzisionsinstrumente sind bei Strom- und Spannungsmessungen nur für Gleichstrom, bei Leistungsmessungen auch für Wechsel- und Drehstrom benutzbar. Da der Zeigerausschlag der in der Drehspule fließenden Stromstärke proportional ist, hat die Skala gleichmäßige Teilung. Es ist daher im Gegensatze zu den Weicheiseninstrumenten auch in der Nähe des Nullpunktes genaueste Ablesung möglich, was als besonderer Vorzug bezeichnet werden muß. Da ferner die Drehspule nur von einem schwachen Zweigstrome durchflossen werden kann, liegt sie bei den Stromzeigern parallel zu einem Neben-

[1]) Es werden im folgenden Eigenverbrauchszahlen der besten Instrumente von Siemens & Halske A. G., Berlin, angegeben, um dem projektierenden Ingenieur Vergleichsmöglichkeiten mit anderen Instrumenten zu schaffen.

schluß, der bis etwa 50 Amp in das Instrument eingebaut, darüber getrennt geliefert wird. Mit diesem Umstande ist der zweite ganz bedeutende Vorteil verbunden, daß dieses Instrument selbst für die höchsten vorkommenden Gleichstromstärken benutzbar ist und in seinem Befestigungsorte unabhängig von den Meßstellen wird (siehe S. 385). Die Einflüsse, denen das Instrument in seiner Genauigkeit durch Streufelder usw. ausgesetzt ist, werden durch diese Benutzung von getrennten Nebenschlüssen unwirksam gemacht. Da aber die Umgebungstemperatur unter Umständen eine Änderung des elektrischen Widerstandes der geeichten Meßleitungen zwischen Instrument und Nebenschluß hervorrufen kann, wird z. B. von S. & H. A. G. im Zweigstromkreise vor der Drehspule ein Vorschaltwiderstand ohne Temperaturkoeffizienten eingeschaltet.

Bei den Spannungszeigern ist die Drehspule ebenfalls mit einem Vorschaltwiderstande aus einem Material ohne Temperaturkoeffizienten in Reihe geschaltet. In solchen Fällen, wo die Spannung in engeren Grenzen schwankt, kann der Meßbereich bei normaler Skalenlänge auf die Hälfte oder auf das obere Drittel abgekürzt werden.

Gegen Überlastungen und Kurzschlüsse sind die Drehspuleninstrumente ebenfalls in hohem Maße unempfindlich. Das setzt indessen bei den getrennten Nebenschlüssen voraus, daß sie entsprechend gebaut sind, also z. B. keine Lötstellen enthalten, die durch hohe Stromstärken zum Schmelzen gebracht werden könnten.

Bei den Präzisions-Leistungszeigern wird der Dauermagnet durch einen Elektromagneten ersetzt, dessen Wicklung an die Netzspannung entweder unmittelbar oder bei hohen Wechselstromspannungen unter Benutzung von Spannungstransformatoren angeschlossen wird. Sie sind unabhängig von der Frequenz und der Kurvenform, besitzen wie die Strom- und Spannungszeiger gleichmäßig geteilte Skala und sind in Kilowatt geeicht. Bei ihrer Auswahl ist zu beachten, daß sie als Drehstrominstrumente für gleich und ungleich belastete Phasen abweichend ausgeführt werden.

Der Eigenverbrauch der Drehspulinstrumente ist ebenfalls sehr gering. Der Widerstand der Spannungszeiger von S. & H. A. G.-Instrumenten beträgt für je 1 Volt 50 bis 100 Ohm, der Endausschlag wird bei 10 bis 20 Milliampere erreicht. Strom- und Leistungszeiger geben im allgemeinen schon bei ca. 60 Millivolt Vollausschlag, so daß selbst für die höchsten Strommeßbereiche kleine, leichte und billige Nebenschlüsse ausreichend sind. Leistungszeiger erfordern in der Drehspule eine etwas höhere Stromstärke als die Stromzeiger (ca. 120 gegenüber 40 Milliamp.); außerdem verbrauchen sie im Spannungskreise (Magnetwicklung mit Vorschaltwiderstand) für alle Meßbereiche bis 500 Volt ca. 24 Watt, bei höheren Meßbereichen proportional mehr.

Auf eine besondere Ausführung der Stromzeiger für Gleichstrom sei noch aufmerksam gemacht, bei der der Nullpunkt sich in der Mitte der Skala befindet. Solche Instrumente sind vorteilhaft in Dreileiteranlagen als Belastungsmesser des Nullleiters, und in Akkumulatoren-

anlagen, da sie hier für Ladung und Entladung die Stromstärke gleichzeitig mit der Stromrichtung anzeigen. Sog. Stromrichtungsanzeiger (Apparate bestehend aus einer Magnetnadel entsprechend zum Stromleiter gelagert) sind dann entbehrlich.

d) Bei dem **Hitzdrahtinstrumente** wird die Längenänderung eines durch den Stromdurchgang zur Erwärmung gebrachten Leiters zur Zeigerbewegung benutzt. In Fig. 324 ist dieses zur Darstellung gebracht.

Die Hitzdrahtinstrumente sind für Gleichstrom und Wechselstrom brauchbar. Die Meßangaben stimmen bei allen Stromarten vollkommen überein. Die Skalen sind ähnlich wie bei den Weicheiseninstrumenten in der Nähe des Nullpunktes verengt, können indessen auch hier durch geeignete Maßnahmen noch gute Ablesung ermöglichen. Benachbarte magnetische Gleich- und Wechselfelder rufen keine Störungen hervor.

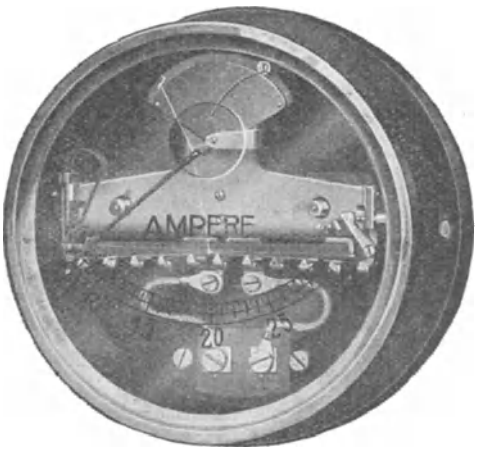


Fig. 324. Hitzdrahtinstrument.

Da bei Stromzeigern wiederum nur ein geringer Zweigstrom durch das Meßsystem fließt, werden wie bei den Drehspulinstrumenten entweder eingebaute oder bei höheren Stromstärken getrennte Nebenschlüsse bzw. bei Wechselstrom Stromtransformatoren benutzt. Die Zuleitungen fallen allerdings stärker und teurer aus (etwa 10 mm² Querschnitt für 1 m Länge), weil der Stromverbrauch groß ist. Über die sonstigen Vorteile dieser Anordnung ist auf S. 385 zu verweisen. Ähnliches gilt auch für die Spannungszeiger. Von der Frequenz und der Kurvenform sind die Hitzdrahtinstrumente ferner in weitesten Grenzen unabhängig.

Nachteilig bei diesen Instrumenten ist aber, daß sie im Gegensatze zu den Weicheisen- und Drehspulinstrumenten bei weitem nicht so widerstandsfähig gegen Überlastungen, Kurzschlüsse u. dgl. sind und daher unter Umständen eine Zeigerkorrektur nötig machen oder gar eine bleibende Störung erleiden. Dazu kommt ferner, daß die Umgebungstemperatur, sowie die Eigenerwärmung des Instrumentes bei längerer Einschaltedauer eine Änderung der Hitzdrahtlänge verursachen können, worunter die Genauigkeit der Meßangaben leidet. Hohe Hitzdrahttemperaturen sind ungünstig, weil dadurch die Überlastbarkeit des Instrumentes herabgesetzt wird. Auch die Wahl besonderer Montageplatten von bestimmtem Ausdehnungskoeffizienten für das Meßsystem ist nicht vorteilhaft, weil Temperaturfehler, hervorgerufen durch den Übergang von einer zu einer anderen Temperatur, ebenfalls Ungenauigkeiten hervorrufen können. S. & H. A. G. benutzen dagegen Kompen-

sationsdrähte und niedrige Hitzdrahttemperaturen (etwa 80° C) und erreichen dadurch dreifache Überlastbarkeit und praktisch genügende Unabhängigkeit von der Umgebungstemperatur.

Ein besonderer Vorteil der Hitzdrahtinstrumente liegt nun aber darin, daß sie nicht so schnell auf jede Schwankung ansprechen und sich infolgedessen bei Messung von Strömen und Spannungen, die periodisch beträchtliche und schnelle Schwankungen aufweisen (z. B. ungleichförmiger Antrieb von Stromerzeugern durch Gasmaschinen), ruhiger einstellen als Weicheiseninstrumente, bei welchen letzteres nur durch besondere Öldämpfung (überaperiodisch) erreicht werden kann.

Aus dem Vergleich der Vorzüge und Nachteile geht also hervor, daß Hitzdrahtinstrumente nicht so allgemein wie Weicheisen-, Drehspul- und die weiter unten besprochenen Ferrarisinstrumente, sondern nur in Spezialfällen am Platze sind.

Der Eigenverbrauch beträgt bei S. & H. A. G.-Instrumenten bei einem Stromzeiger für 5 Amp. etwa 0,75 Watt, bei einem Spannungszeiger etwa 8 Watt bei 110 Volt.

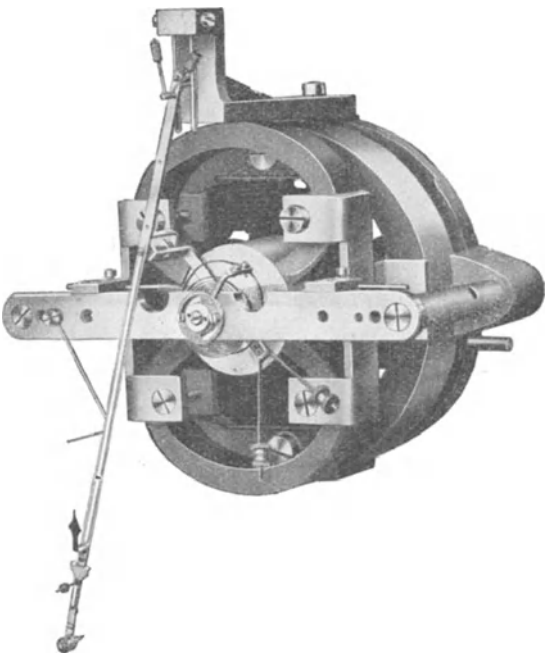


Fig. 325. Ferraris-Instrument.

e) Das **Induktionsinstrument,** das zumeist nach dem Ferrarisprinzip gebaut wird, erfreut sich trotz seines etwas höheren Preises gegenüber den Weicheiseninstrumenten großer Beliebtheit beim Bau von Schaltanlagen. Die Arbeitsweise beruht auf der durch Stromindukton hervorgerufenen Wirkung eines wechselstromführenden Leiters auf andere Leiter.

In Fig. 325 ist das Meßsystem eines Ferrarisinstrumentes abgebildet. In einem geblätterten Eisenringe mit vier bewickelten Polen befindet sich eine drehbare Aluminiumtrommel, auf der der Zeiger befestigt ist. Die Wicklungen der Pole werden an die Wechselstromleitung derart angeschlossen, daß zwei gegenüberstehende Pole gleichen Strom führen, während die Ströme der anderen Pole gegeneinander in der Phase verschoben sind. Dadurch bildet sich ein Drehfeld aus ähnlich wie bei den Kurzschlußankermotoren (I. Bd., S. 87), und die Aluminiumtrommel wird durch induzierte Wirbelströme in Drehung

versetzt. Als Gegenkraft wird die Torsionskraft von Federn benutzt.

Ferrarisinstrumente werden als Strom-, Spannungs- und Leistungszeiger — letztere für gleich- und ungleich belastete Phasen — gebaut und, was in der Natur des Arbeitsvorganges liegt, nur für Ein- bzw. Mehrphasenwechselstrom.

Die Skalenteilung ist nach dem Nullpunkte zu etwas verengt, doch wird auch bei diesen Instrumenten durch geeignete Anordnung der Gegenfedern die Ablesegenauigkeit auf dem unteren Teile der Skala nicht beeinträchtigt.

Magnetische Streufelder und in der Nähe befindliche Starkstromleitungen können wohl einen geringen Einfluß auf die Angaben dieser Instrumente ausüben, doch ist derselbe praktisch nicht von Bedeutung.

Infolge der Arbeitsweise der Ferrarisinstrumente nach dem Induktionsgrundsatze sind sie von der Frequenz des Meßstromes abhängig. Es ist daher bei dem Vergleich verschiedener Instrumente den Abweichungs- bzw. Genauigkeitsgrenzen Beachtung zu schenken. Leistungszeiger lassen eine geringere ($\pm 5\%$), Strom- und Spannungszeiger eine weitere Grenze ($\pm 10\%$) zu bei etwa 99% Genauigkeitsgrad. Da aber die Frequenzschwankungen in den neuzeitigeren Anlagen kaum die genannten Grenzen erreichen, spielt diese Beeinflussung auf die Meßangaben keine Rolle. Ähnliches gilt von Verzerrungen in der Kurvenform des Wechselstromes.

Die Überlastungsfähigkeit wird von keinem anderen Instrumente übertroffen; das ist ein ganz besonderer Vorzug der Ferrarisinstrumente, den man nach den Angaben auf S. 386 wohl zu beachten hat. Die Einflüsse der Temperatur der Umgebung und der Temperaturerhöhung durch den Eigenverbrauch in den Instrumenten selbst werden bei guter Ausführung fast vollkommen aufgehoben.

Hinsichtlich des Eigenverbrauches gibt S. & H. A. G. an, daß ein Stromzeiger für 50 Perioden und 5 Amp. (zum Anschluß an einen Stromtransformator) einen Verbrauch von etwa 1,3 Voltamp., ein Spannungszeiger ebenfalls für Meßtransformatoranschluß bei 110 Volt und 50 Perioden einen Verbrauch von etwa 5 Voltamp. aufweist. Die Werte für Drehstrom-Leistungszeiger betragen: für gleiche Phasenbelastung bei 5 Amp., 110 Volt Frequenz = 50 in der Stromwicklung etwa 0,3 Voltamp., in der Spannungswicklung etwa 4 Voltamp.

Die Leistungszeiger geben das Produkt von Strom, Spannung und Leistungsfaktor ($E.J.\cos\varphi$) in Watt oder Kilowatt an. Sie werden, wie bereits oben erwähnt, für gleiche und ungleiche Phasenbelastung gebaut. Näheres hierüber im allgemeinen ist bereits im I. Bd., S. 292 gesagt worden. Es ist bei der Auswahl der Instrumente auf diesen Unterschied ganz besonders zu achten (reine Lichtzentralen, reine Kraftzentralen, gemischter Licht- und Kraftstrombetrieb usw.). Damit die Leistungszeiger einwandfrei anzeigen, muß die Betriebsspannung oder bei Verwendung von Spannungstransformatoren die Unterspannung letzterer bekannt sein.

f) Das **elektrostatische Instrument** beruht auf der mechanischen Wirkung (Anziehung und Abstoßung) zwischen geladenen d. h. elektrisierten Leitern, die voneinander isoliert sind. Diese Instrumente sind in Starkstromanlagen nur sehr selten und zwar nur als Spannungszeiger (Isolationsanzeiger, I. Bd., S. 332) im Gebrauch. Ihr Vorteil liegt darin, daß man bei sehr hohen Spannungen, etwa 80000 Volt und mehr, die teueren und nicht immer völlig zuverlässigen Spannungstransformatoren vermeiden kann, denn sie zeigen die Spannung unmittelbar an. In Fig. 326 ist ein solches Instrument abgebildet. Da man, wie auf S. 432 noch näher ausgeführt werden wird, bei sehr hohen Spannungen Meßinstrumente vorteilhafter in die Unterspannung der Transformatoren einschaltet, haben die statischen Spannungszeiger keine unmittelbare Bedeutung für die Schaltanlagen, und es kann daher davon abgesehen werden, näher auf dieselben einzugehen. Atmosphärische Einflüsse (Luftfeuchtigkeit), Ladungsverhältnisse in der Umgebung, Überspannungen u. dgl. wirken störend auf die Angaben. Letztere haben außerdem oft eine vollständige Zerstörung solcher Spannungszeiger zur Folge.



Fig. 326. Elektrostatischer Spannungszeiger.

g) Die registrierenden Instrumente haben die Aufgabe, den schwankenden Verlauf von Strom, Spannung, Leistung und Frequenz auf fortlaufenden Papierstreifen mit Koordinateneinteilung aufzuzeichnen. Sie werden in der Hauptsache in den Kraftwerken und Unter- bzw. Transformatorenstationen oder an besonders wichtigen Verteilungspunkten eines größeren Netzes eingebaut, um aus dem Kurvenverlauf jederzeit ein Bild über die Gesamtbelastung selbst und auch ihre Verteilung zu erhalten. In Fig. 327 ist ein solches Instrument abgebildet. Auf die Konstruktion kann hier nicht näher eingegangen werden. Sie ist in den Preislisten der Firmen zumeist auch so ausführlich beschrieben, daß eine Beurteilung an Hand der allgemeinen Bedingungen für Meßinstrumente (S. 383) und der folgenden beachtenswerten Punkte dem projektierenden Ingenieur nicht schwerfallen wird.

Die Instrumente werden sowohl für Gleichstrom als auch für Wechsel-

strom gebaut. Bei der Auswahl ist ganz besonders auf die Betriebsvorgänge, die registriert werden sollen, Rücksicht zu nehmen und zwar hinsichtlich der Schwankungsgrenzen, der Schnelligkeit stark und ständig schwankender Vorgänge, der Zeitdauer der Papierabwicklung und der Deutlichkeit der Aufzeichnung. Letztere erfolgt zweckmäßig auf rechtwinkligen Koordinaten und so, daß der Papierstreifen ohne Benutzung besonderer Meßlineale sofort ablesbar ist. Im allgemeinen können die Kurven nicht planimetriert werden, wenn die Zeigerzeichen auf dem Papier nicht proportional der zu messenden Größe anwachsen. Es ist indessen diese Planimetriermöglichkeit dann erwünscht, wenn es sich um Strom- und Leistungsmessungen handelt, weil dadurch die verbrauchten Amper- und Watt- bzw. Kilowattstunden festgestellt und eine Kontrolle der Zähler erreicht werden kann. Letzteres ist in solchen Fällen erwünscht, wo die Stromerzeugung und Stromverteilung von getrennten Unternehmern vorgenommen wird, wie es z. B. bei den Anlagen der Beznau-Löntsch-Werke geschieht (I. Bd., S. 328).

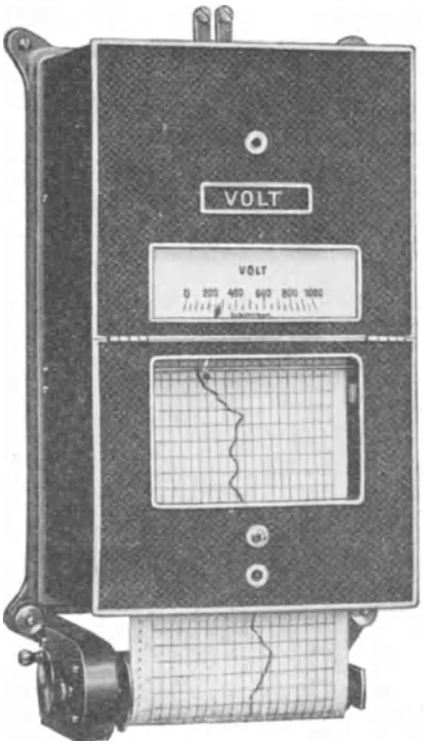


Fig. 327. Registrierender Spannungszeiger.

Die Papierbewegung wird in der Regel durch ein Uhrwerk besorgt, das möglichst lange Gangdauer besitzen soll (8 bis 10 Tage). Selbstverständlich muß das Uhrwerk jederzeit leicht abstellbar sein, damit der Papierablauf während der Betriebspausen aufhört. Außerdem sollte man darauf sehen, daß das abgelaufene Papier automatisch aufgewickelt wird, um das Papier zu schonen, und an Platz zu sparen (Fig. 327).

Will man bei Strom-, Spannungs- und -Leistungsregistrierung die zusammengehörigen Werte genau aufgezeichnet und sofort erkennbar erhalten, dann empfiehlt es sich, da Gangunterschiede in den Uhrwerken nicht vermieden werden können, ohne die Instrumente unnötig zu verteuern, die einzelnen Papierantriebe zu kuppeln und nur von einem Uhrwerke zu betreiben.

Über die Frequenzmesser an sich ist bereits im I. Bd., S. 141 ausführlicher gesprochen worden. Hier sollen daher nur noch einige Ergänzungen zu der Ausführung derselben mit Registriereinrichtung gemacht werden.

Der registrierende Frequenzmesser ersetzt, wie leicht erklärlich, vollständig den Geschwindigkeitsmesser (Tachographen) an den Antriebsmaschinen der Stromerzeuger u. dgl., hat aber vor letzterem den Vorteil voraus, daß er nicht an den Standort der Maschinen gebunden ist, sondern beliebig im Kraftwerke also z. B. auf der Schalttafel, im Betriebsbureau usw. oder auch im Netze untergebracht werden kann. Durch die Registriervorrichtung wird dann der Gang der Maschine genau aufgezeichnet. S. & H. A. G. haben hierfür ein besonderes Instrument durchgebildet, das auf kleine Schwankungen mit großer Genauigkeit und unabhängig von den im praktischen Betriebe stets vorkommenden Spannungsschwankungen anspricht. Das ist für solche Betriebe besonders wichtig, die auf die Konstanz der Frequenz z. B. hinsichtlich der Drehzahl der Motoren angewiesen sind.

Zungenfrequenz-Registrierapparate arbeiten absatzweise und nicht immer genau. S. & H. A. G. haben daher ein Zeigerinstrument[1]) durchgebildet, das nach Ferrarisprinzip arbeitet und eine durchaus stetige Registrierung der Frequenzschwankungen ermöglicht.

Nur kurz hingewiesen sei noch auf die registrierenden Phasenmesser, die den Verlauf und die Größe des Leistungsfaktors aufzeichnen, und die Drehzahlmeßinstrumente mit Registrierung.

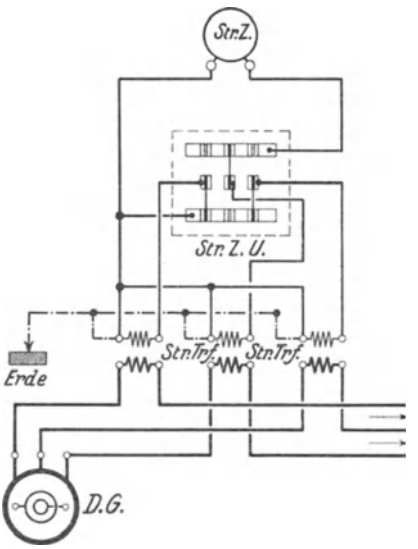


Fig. 328. Umschaltbarer Stromzeiger mit Stromtransformatoren.

h) Die Stromtransformatoren, von denen schon wiederholt die Rede gewesen ist, und die auch im I. Bd., S. 140 kurz behandelt worden sind, werden verwendet, wenn entweder bei Niederspannung die Stromstärke für das Meßinstrument zu groß ist, oder wenn es sich um Hochspannungsanlagen handelt, um die mit der unmittelbaren Messung hochgespannten Stromes verbundene Gefahr zu vermeiden. Mit diesen Aufgaben ist wie bei den Gleichstrom-Nebenschlüssen (S. 385) der Vorteil verbunden, daß die Schalttafel unabhängig von dem Standorte der

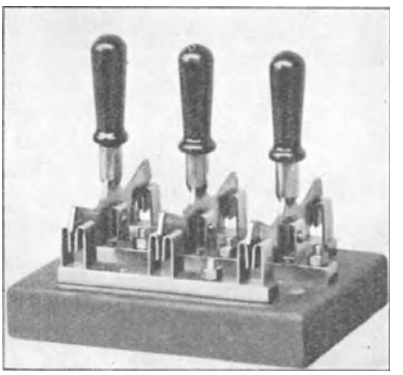


Fig. 329. Umschalter zu Fig. 328.

[1]) Siehe ETZ. 1910, Heft 8, S. 204.

sonstigen Apparate, Sammelschienen usw., kurz der eigentlichen Schaltanlage wird.

Die Primärwicklung wird nach Fig. 320 in den zu messenden Stromkreis geschaltet und die Sekundärwicklung durch das Meßinstrument in Verbindung mit dünnen Meßleitungen kurzgeschlossen. Da die Instrumente zum Anschlusse an solche Stromtransformatoren für eine bestimmte Stromstärke gebaut werden, muß man bei der Wahl der Meßleitungsquerschnitte vorsichtig sein, damit der Spannungsabfall nicht zu groß wird, und dadurch die Meßgenauigkeit leidet. Soll ferner wiederum ähnlich wie bei den Nebenschlüssen ein Stromzeiger umschaltbar auf mehrere Stromtransformatoren benutzt werden, so ist besonders darauf zu achten, daß der Umschalter jedesmal den abgeschalteten Stromtransformator kurzschließt (Fig. 328 und 329). Bleibt der Sekundärstromkreis offen, so verursacht einmal die Primärwicklung einen recht beträchtlichen Spannungsabfall, und zweitens kann infolge der zumeist sehr hohen Induktion im Eisen der Transformator durchschlagen oder verbrennen. Es sind daher auch Sicherungen im Sekundärstromkreise unzulässig.

Der Primärstrom und die Frequenz sind auf das Übersetzungsverhältnis des Transformators von Einfluß. Aus diesem Grunde kann man nicht eins oder mehrere beliebige Instrumente an einen beliebigen Transformator anschließen. Außerdem werden die Stromtransformatoren durch benachbarte starke Ströme ebenfalls beeinflußt, was besonders in Niederspannungsanlagen zu berücksichtigen ist.

Als besondere Bedingungen müssen gefordert werden: Möglichst große Konstanz im Übersetzungsverhältnisse über den ganzen Meßbereich, d. h. möglichst vollkommene Proportionalität zwischen Primär- und Sekundärstrom vom Höchstwerte bis herab zu einer bestimmten tiefsten Grenze der Vollbelastung (etwa $^1/_4$ bis $^1/_{10}$ der vollen Belastung); große Unempfindlichkeit gegenüber Änderungen der Frequenz und der Kurvenform des Stromes, sowie geringe Phasenverschiebungsfehler; vorzügliche Isolation, hohe Durchschlagsfestigkeit, leichte und bequeme Montagemöglichkeit, reichliche Klemmenisolatoren, letztere besonders dort, wo mit Verschmutzung, Verstaubung u. dgl. zu rechnen ist. Ferner sind Stromtransformatoren mit fester Isoliermasse denjenigen mit Luft- oder Ölisolierung vorzuziehen, weil das Eindringen von Feuchtigkeit und die dadurch unter Umständen hervorgerufene bzw. begünstigte Bildung von Ozon, das mit der Zeit die Wicklungen zerstören kann, sicher verhindert wird.

i) Die Spannungstransformatoren dienen, wie ebenfalls des öfteren erwähnt, dazu, Spannungs- und Leistungszeiger an Hochspannungsstromkreise anzuschließen, und dadurch gefährliche Spannungen von den Meßinstrumenten bzw. den Schalttafeln fernzuhalten. Man benutzt hierzu kleine, besonders durchgebildete Leistungstransformatoren, die nach Fig. 330 parallel zu dem zu messenden Stromkreise angeschlossen werden. Um einerseits die Anlagen vor Beschädigungen durch Kurzschlüsse hervorgerufen durch Defekte innerhalb der Spannungstrans-

formatoren zu schützen, sind letztere auf der Hochspannungsseite zu sichern. Andererseits empfiehlt es sich, aber auch auf der Niederspannungsseite Sicherungen einzubauen, um die Meßtransformatoren selbst vor Beschädigung durch Kurzschlüsse innerhalb der Meßinstrumente zu bewahren (Fig. 330 und 331).

Im Gegensatze zu den Stromtransformatoren müssen die Spannungstransformatoren, wenn die Meßinstrumente abgeschaltet werden, niederspannungsseitig offen bleiben, oder sie dürfen nur über einen hohen Widerstand kurzgeschlossen werden.

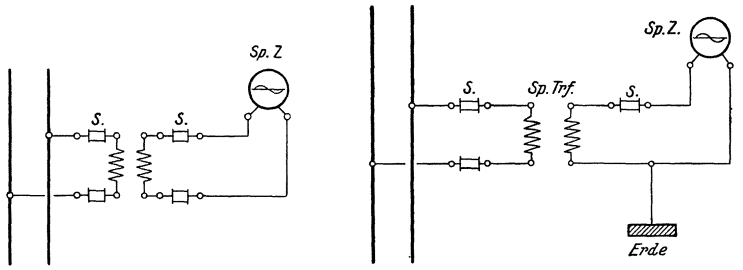


Fig. 330 u. 331. Spannungzeiger mit Spannungstransformator und Verteilung der Spannungssicherungen.

Bei Frequenzänderungen ändert sich wie bei allen Leistungstransformatoren (I. Bd., S. 199) fast proportional die zulässige Höchstspannung und Leistung. Es ist daher notwendig, daß diese Meßtransformatoren für die richtige Frequenz gebaut sind.

Als besondere Bedingungen sind schließlich noch zu nennen: Möglichste Konstanz des Übersetzungsverhältnisses bis herab zu einem geringsten Meßbereiche (etwa 10%), geringste Phasenverschiebungsfehler, große Unabhängigkeit von der Kurvenform in bezug auf die Genauigkeit des Übersetzungsverhältnisses, hohe Überlastbarkeit, geringster Eigenverbrauch, hochwertige Isolation, größte Durchschlagsfestigkeit, reichliche Klemmenisolatoren und bequeme Montagemöglichkeit. Es gelten hier also die entsprechenden Bemerkungen bei den Stromtransformatoren sinngemäß.

Als Isolationsmittel für die Wicklungen kommt bei Spannungen bis etwa 1500 Volt Luft, bei mittleren Spannungen bis etwa 15 000 Volt feste Masse und bei hohen Spannungen Öl zur Anwendung.

28. Die Zähler.

Den Zählern fällt die Aufgabe zu, an bestimmten Stellen die erzeugte bzw. verbrauchte elektrische Leistung festzustellen und fortlaufend zu summieren. Auf die Konstruktion und die Ausführung dieser Apparate im besonderen kann hier nicht näher eingegangen werden. Die Preislisten der einzelnen Firmen enthalten zumeist so reichliche Angaben technischer Natur, daß es dem projektierenden Ingenieur unschwer möglich ist, alles Wissenswerte festzustellen bzw. zu beurteilen.

Im allgemeinen bestehen diese Apparate aus kleinen Motoren mit Trommel- oder Scheibenanker nach der Induktions- oder Kollektortype[1]), die durch Zahnräder oder durch Schnecke und Schneckentriebe mit einem Zählwerk verbunden sind. Das Zählwerk arbeitet entweder ähnlich den Gasuhren mit Zeigern, oder mit Walzen bzw. Scheiben, auf denen fortlaufend Nummern aufgetragen sind. Mehrere dieser Zeiger bzw. Walzen nebeneinander geben die Registrierung in Abständen von 10, 100, 1000 usw. Watt- bzw. KW-Stunden an.

Die Zeigerzählwerke besitzen die geringste Reibung innerhalb ihrer einzelnen Triebteile, haben also den geringsten Eigenverbrauch. Das ist naturgemäß ein nicht zu unterschätzender Vorteil, der insbesondere dann zum Ausdruck kommt, wenn es sich um Zähler für Anschlußanlagen handelt, wenn also eine sehr große Anzahl von Zählern zu betreiben ist (Überlandzentralen). Einen Nachteil besitzt indessen das Zeigerzählwerk, der darin besteht, daß dasselbe unbequem abzulesen ist. Es können bei demselben leichter Ablesungsfehler vorkommen. Daher findet man die Zeigerzählwerke neuerdings nur noch selten und in der Hauptsache in den Kraftwerken bzw. Hauptverteilungsstationen, in welchen geschultes Personal zur Verfügung steht, und es auf die größte Genauigkeit in der Feststellung der gelieferten KW-Stunden ankommt.

Die Walzen- oder Scheibenzählwerke ermöglichen eine leichtere und zuverlässigere Ablesung auch durch ungeübtes Personal und werden daher nicht nur in Anschlußanlagen, sondern auch in den Verteilungstransformatorstationen benutzt.

Auch die Zähler müssen selbstverständlich einer Reihe von Bedingungen genügen, die zum größten Teil für Deutschland durch die Reichsbehörde festgelegt sind. Immerhin aber erscheint es zweckmäßig, diese Bedingungen hier kurz zusammenzustellen, damit der Vergleich von Zählern verschiedener Type für ein und denselben Zweck leichter durchführbar ist.

Als Hauptbedingungen für einen guten Zähler gelten: Geringster Eigenverbrauch bei größtem Drehmoment. Auf die Erfüllung dieser Forderung muß selbstverständl ch der größte Wert gelegt werden, weil der Eigenverbrauch der Zähler von dem Kraftwerke gedeckt werden muß, der Verlust also, der nicht bezahlt wird, erhöht wird. Größtes Drehmoment ist deshalb erforderlich, damit der Zähler noch richtig arbeitet, selbst wenn die Belastung eines Stromkreises auf einen ganz geringen Betrag gesunken ist. Mit der letzteren Bedingung steht die folgende in engstem Zusammenhange, daß die Registrierung auch bei kleinster Belastung genau ist.

Der Zähler muß bei geringster Belastung sofort richtig anlaufen. Die deutschen Reichsbestimmungen schreiben vor, daß der Anlauf bei 0,5% des Vollaststromes erfolgen muß.

---

[1]) Die Induktionszähler sind den Kommutatorzählern vorzuziehen, da sie insbesondere bei den niedrigen, in Anschlußanlagen sehr häufig vorkommenden geringen Belastungen kleinere Fehler aufweisen als die Kommutatorzähler [El. World **54**, 199 (1909) und ETZ. 1910, Heft 5, S. 122].

Beim Abschalten der Belastung muß der Zähler sofort sicher stehenbleiben und auch nicht erneut anlaufen, selbst wenn eine Spannungserhöhung eintritt. In der Regel setzt man für die Spannungserhöhung die Grenze auf ca. 20% fest.

Je nach den Stellen, an denen die Zähler liegen, ist darauf zu achten, daß Überlastungen, Kurzschlüsse, sowie Spannungs- und Frequenzschwankungen die Angaben der Zähler nicht stören.

Schließlich müssen alle Teile in einer derartig sicheren Form mechanisch geschützt sein, daß einmal keine Verschmutzung der feinen Lagerstellen usw. eintreten und ferner ein Eingriff in das Zählerwerk durch Unberufene nicht stattfinden kann.

Die Zähler werden nun sowohl für Gleichstrom als auch für Ein- und Mehrphasen-Wechselstrom gebaut und bei größeren Stromstärken bzw. bei höheren Spannungen im ersteren Falle an besondere Nebenschlüsse, im zweiten Falle an Strom- und Spannungstransformatoren angeschlossen. Bei der Wahl der Zählertype ist selbstverständlich auf die Schaltung des betreffenden Stromkreises Rücksicht zu nehmen (Dreileiteranlage, Vierleiteranlage, Einphasenstrom, Drehstrom usw.).

Bei Gleichstrom unterscheidet man zwischen Zählern für Zweileiter- und Dreileiteranlagen, in letzterem Falle mit oder ohne Benutzung des Mittelleiters. Erwähnt sei hier nur die Anordnung von Zählern für die Lade- und Entladeseite von Akkumulatorenbatterien. Ist nur ein Einfach-Zellenschalter vorhanden, so benutzt man zwei getrennte Zähler, die in Hintereinanderschaltung liegen. Beide müssen mit Rücklaufhemmung ausgerüstet, d. h. derart ausgeführt sein, daß sie jedesmal nur in der für sie bestimmten Stromrichtung arbeiten, bei anderer Stromrichtung dagegen stehenbleiben und nicht etwa rückwärts laufen. Beim Doppelzellenschalter wird je ein Zähler auf der Lade- und Entladeseite angeordnet; wenngleich hier die Rücklaufhemmung nicht unbedingt notwendig ist, so empfiehlt es sich doch, sie anzuwenden, um auch in der Lage zu sein, von der Ladeseite aus die Stromlieferung vorzunehmen, ohne daß dabei der Zähler aus- oder umgeschaltet zu werden braucht.

Bei Wechselstrom richtet sich die Auswahl des Zählers naturgemäß nach der Anzahl der Phasen. Dabei ist besonders darauf zu achten, daß bei Mehrphasenstrom die Zähler für gleich- oder ungleich belastete Phasen, für Vierleiteranlagen, ferner allgemein für induktionsfreie bzw. induktive Stromkreise hergestellt werden.

Zähler für gleichbelastete Phasen sind hinsichtlich Schaltung und Zahl der Meßtransformatoren in Hochspannungsanlagen die billigsten, aber auch die unzuverlässigsten, denn sie setzen für richtiges Arbeiten also genaue Registrierung voraus, daß auch tatsächlich die Belastung in allen drei Zweigen des Stromkreises stets gleich ist. Letzteres trifft nicht einmal bei Motoren zu, obgleich gerade für diese Art von Stromverbrauchern die Zähler für gleichbelastete Phasen am meisten angewendet werden, und es empfiehlt sich, auch an derartigen Stellen Zähler für ungleichbelastete Phasen

zu benutzen. Letztere sind am vorteilhaftesten, wenn sie nach der Zweiwattmetermethode geschaltet sind, da sie dann auch bei einer Änderung der Phasenfolge noch richtig arbeiten. Sie erfordern allerdings bei Drehstrom zwei Strom- und zwei Einphasen-Spannungstransformatoren, sind also in der Beschaffung etwas teurer, was indessen bei größeren Anlagen kaum eine nennenswerte Rolle spielt, dagegen aber die größte Sicherheit gewährleistet, daß die Angaben wirklich zuverlässig sind. Die Meßtransformatoren können auch für den Strom-, Spannungs- und -Leistungszeiger mitbenutzt werden.

Hinsichtlich der Wahl der Zählergröße ist zu bemerken, daß ein Unterschied dahin zu machen ist, ob es sich um reine Lichtanlagen, reine Motorenbetriebe oder gemischte Anlagen handelt. Im ersteren Falle wird man die Zähler etwa für $^3/_4$ der maximalen Stromstärke bemessen, da es kaum vorkommt, daß alle angeschlossenen Lampen gleichzeitig brennen, und außerdem die Zähler in der Regel um 30÷50% vorübergehend überlastbar sind. Bei Motorenbetrieben muß der Zähler nach der Dauerstromstärke des Motors bestimmt werden, wobei allerdings noch besonders zu beachten ist, ob der Motor knapp oder reichlich groß bemessen und ob häufig stoßweise oder allmählich verlaufende Überlastungen auftreten. Sollte ersteres der Fall sein, so sind die Zähler etwas reichlicher zu wählen, damit ihre Angaben nicht ungenau werden.

Für gemischte Betriebe wählt man die Zähler am besten nach der Dauerstromstärke, die in den Hauptbetriebszeiten auftritt, oder richtet sich danach, welche Anschlußobjekte (Licht oder Kraft) überwiegen.

In großen Kraftwerken oder dann, wenn es sich darum handelt, von einem Kraftwerk eine Unterstützung eines andern herbeizuführen, begnügt man sich zumeist nicht mit einem Zähler, sondern schaltet zwei Zähler hintereinander, die sich gegenseitig kontrollieren. Hierauf ist bereits im I. Bd., S. 328 hingewiesen worden. Findet ein Austausch der Energie von Kraftwerk zu Kraftwerk statt, so müssen die Zähler mit Rücklaufhemmung ausgerüstet werden, und es gilt dann sinngemäß das oben bei den Zählern für Ladung und Entladung von Akkumulatorenbatterien Gesagte.

Neben den Wattstundenzählern sind nun noch Spezialausführungen wie Doppeltarifzähler, Wattstundenzähler mit Maximumzeiger, Elektrizitätsselbstverkäufer usw. im Gebrauch, auf die, sowie auf die verschiedenen Zählerschaltungen namentlich in Transformatorenanlagen zum Messen der Leerlaufsenergie zugunsten oder zuungunsten des Stromabnehmers hier einzugehen zu weit führen würde.

29. Die Signal- und Verständigungsvorrichtungen.[1])

Bei den stets wachsenden Abmessungen der Maschinensäle neuerer Kraftwerke stößt man immer mehr auf Schwierigkeiten bezüglich der Verständigung zwischen Schalttafel- und Maschinenbedie-

[1]) Siehe auch den Aufsatz des Verfassers: Die Signal- und Verständigungsvorrichtungen in großen Kraftwerken. EKB. 1909, S. 668.

nungspersonal oder zwischen Maschinenraum und Kesselhaus. Nicht allein die Flächenausdehnung, sondern auch die Lage der Maschinen zur Schaltbühne (Fig. 332 und 333), und besonders das Geräusch der laufenden Maschinen kann diesen Übelstand so weit steigern, daß auch schon in Anlagen mittleren Umfanges die bisher gebräuchlichen Signal- und Verständigungsarten (Signalpfeifen, Rufen, Signalglocken usw.) versagen.

Diese Verständigungsarten besitzen ferner den Nachteil der Unsicherheit, weil sie nur zu oft entweder ganz überhört oder falsch verstanden werden. Außerdem erfordern sie die angestrengteste Aufmerksamkeit sowohl des signalgebenden wie des signalempfangenden Teiles und können zudem nur mit verhältnismäßig großem Zeitaufwande richtig zum Verständnis gebracht werden. Vor allen Dingen

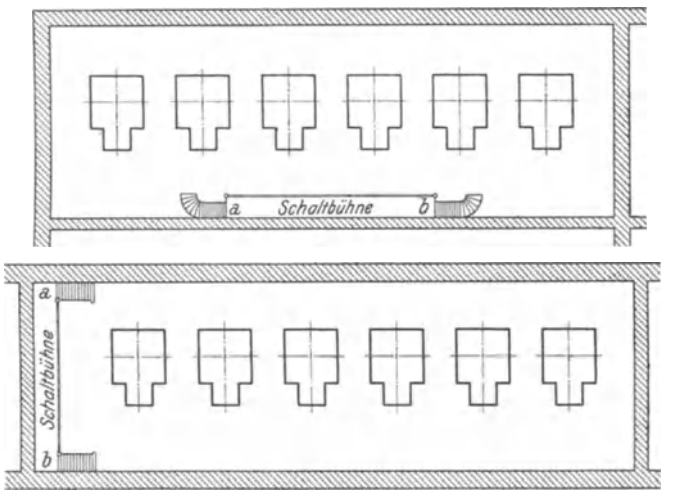


Fig. 332 und 333. Verschiedene Anordnung zwischen Maschinen und Schaltbühne.

aber machen sie ein Abwenden des Schalttafelwärters von der Schalttafel notwendig, wenn z. B. Paneelschalttafeln und Schaltpulte in der Aufstellung nach Fig. 404 vorhanden sind, was in großen Anlagen mit stark schwankenden Betriebsverhältnissen entschieden zu verwerfen ist. Diese Arten der Verständigung sind mithin als unzweckmäßig zu bezeichnen. Eine rasche und einwandfreie Verständigung in erster Linie zwischen Schalttafel- und Maschinenbedienung ist aber ein unbedingtes Erfordernis für die Sicherheit und das glatte Abwickeln des ganzen Betriebes, für die Schnelligkeit beim Parallelschalten, beim Zuschalten einer neuen Maschine u. dgl. Es ist daher notwendig, daß in großen Kraftwerken die Signalgebung und die Verständigung unabhängig von Geräusch und Ausdehnung der Anlage wird, und daß Mißverständnisse gegebener Signale ausgeschlossen sind. Für diesen Zweck kommen die elektrisch betriebenen, optisch-akustischen Signal- und Verständigungsapparate zur Anwendung.

Ist die Schaltanlage und die Schalttafel in einem räumlich vollständig vom Maschinenhause getrennten, besonderen Gebäude untergebracht (siehe S. 494), so müssen notgedrungen solche Signal- und Verständigungsapparate neben Telephonen benutzt werden.

Für die Verwendung derartiger Verständigungsvorrichtungen sprechen die Vorteile der Sicherheit in der eindeutigen Weitergabe und Auffassung der Signale, der Schnelligkeit und der Unabhängigkeit von der persönlichen Auffassungsgabe beider Teile des Bedienungspersonals für die Übermittlung der Kommandos. Ferner ist eine Mehrbelastung des Personals hierbei ganz vermieden, im Gegenteil, es wird das Gefühl der Sicherheit durch eine solche schnelle und einwandfreie gegenseitige Verständigung um vieles erhöht, und jeder Teil des Bedienungspersonals kann sich mit voller Aufmerksamkeit seinen Verrichtungen widmen.



Fig. 334. Geber einer Signalvorrichtung für eine Maschine.

Die Apparate, die zunächst zur Verständigung zwischen Schaltbühne als Geber und Maschinen- bzw. Kesselraum als Empfänger besonders geeignet sind, sind die Maschinensignalapparate, wie solche in Fig. 334 u. 335 abgebildet, von der Siemens & Halske-Aktiengesellschaft hergestellt werden. In ähnlicher Ausführung sind derartige Apparate schon seit längerer Zeit im Eisenbahnbetriebe für Rangierzwecke in Verwendung, ferner im Grubenbetriebe zur Signalgabe bei der Förderung, sowie ganz besonders und im ausgedehntesten Maße an Bord von Schiffen zur Signal- und Kommandoübermittlung. Sie bestehen im wesentlichen aus einer Skala, die je nach der Anzahl der Maschinen in eine Reihe gleich beschrifteter Felder eingeteilt ist, und die verschiedene Kommandos wie z. B. „Achtung", „Anlassen", „Schneller", „Langsamer", „Gut", „Abstellen" usw. trägt, über die ein elektrisch bewegter Zeiger gleitet. Der Zeiger wird durch Schnecke und Trieb bei den Gleichstromapparaten von dem Anker eines sog. Sechsrollenmotors und bei den Wechselstromapparaten

direkt von dem Anker eines Wechselstrom-Kommandosystems bewegt. Schaltbilder der beiden Systeme sind in Fig. 336 und 340 wiedergegeben.

Bei den Gleichstromapparaten erfolgt das Verstellen des Zeigers mit Hilfe einer Kurbel, die entweder unterhalb des Kommandoapparates an diesen angebaut ist, oder auch getrennt von dem Apparat in einem besonderen Gehäuse untergebracht werden kann. Von dieser Kurbel aus

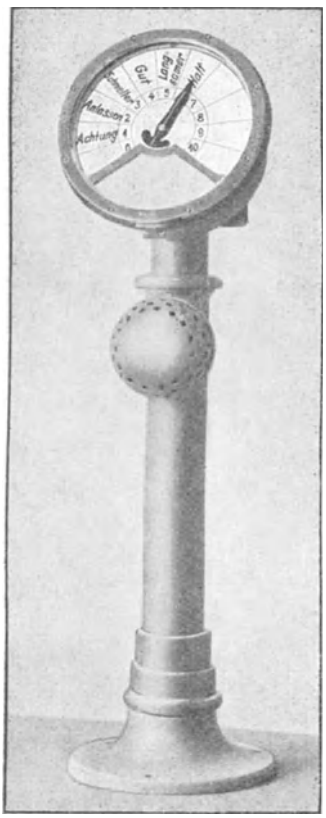


Fig. 335. Empfänger einer Signalvorrichtung für eine Maschine.

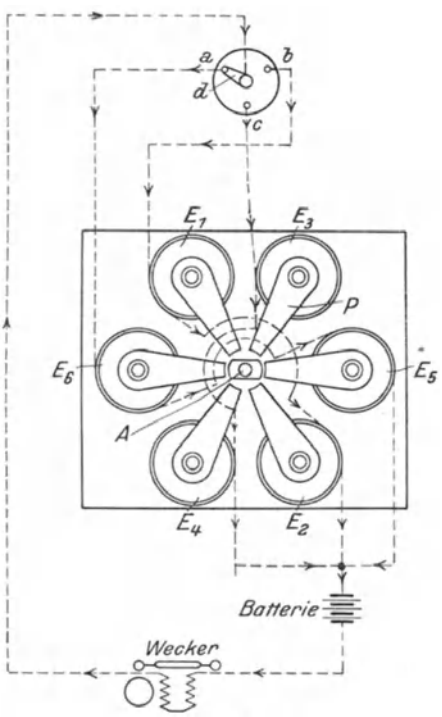


Fig. 336. Schaltung des Sechsrollenmotors für eine Gleichstromsignalanlage.

werden die einzelnen Rollen (E_1 bis E_6 in Fig. 336) des Motors nacheinander unter Strom gesetzt. Die Rollen besitzen Eisenkerne, deren Enden als Polschuhe ausgebildet sind. Zwischen diesen Polschuhen bewegt sich der durch den magnetischen Stromfluß beeinflußte Anker A, welcher die Zeigerachse mittels Schnecke und Trieb antreibt.

Die Wirkungsweise eines solchen Apparates ist folgende: Durch Drehen der Kurbel am Geber wird sowohl auf diesem als auch auf einem zweiten gleichausgebildeten und beschrifteten Apparate der Zeiger auf die betreffende Maschine und das gewünschte Signal eingestellt. Wäh-

rend der Kurbelbewegung ertönt bei beiden Apparaten ein Wecker. Der Kurbelmechanismus ist so ausgeführt, daß nach Loslassen der Kurbel diese von selbst in die Ruhestellung zurückgeht und damit gleichzeitig den Strom unterbricht. In Fig. 337 ist die Schaltung zweier aufeinandergeschalteter Apparate angegeben.

Das Prinzip der Kommandoapparate für Wechselstrombetrieb beruht auf der Erscheinung, daß aufeinandergeschaltete, in einem Wechselstromfelde drehbar angeordnete Drahtspulen stets gleiche relative

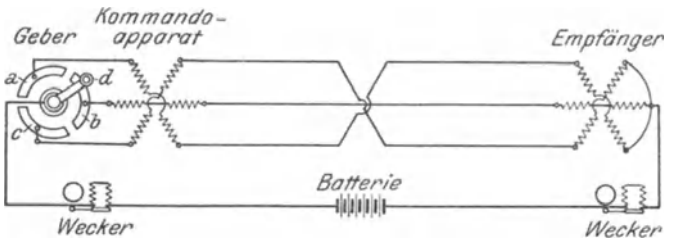


Fig. 337. Schaltbild für eine Gleichstromsignalanlage.

Lage einnehmen. Das den Apparaten zugrunde gelegte Wechselstromsystem nach Fig. 338 besteht aus einem Polringe P mit zwei gegenüberliegenden, mit Polschuhen ausgerüsteten Ansätzen, deren hintereinandergeschaltete, der Felderregung dienende Wicklungen an eine Wechselstromquelle angeschlossen sind. Zwischen den Polschuhen ist ein mit einer Wicklung versehener Anker A drehbar gelagert. Der die Erregerspulen durchfließende Wechselstrom induziert in der Wicklung des Ankers ebenfalls Wechselströme, deren Stärke von der jeweiligen Stellung der Ankerspule innerhalb des zwischen den Polschuhen gebildeten Kraftfeldes abhängig ist. Es entspricht also jeder bestimmten Lage der Ankerspule ein ganz bestimmter Wert der induzierten elektromotorischen Kraft. Verbindet man nun die Ankerwicklungen zweier an eine gemeinsame Erregerleitung angeschlossener Systeme, so wird, wenn beide Anker gleiche Lage haben, auch in ihren Wicklungen eine gleiche Spannung induziert, so daß die Ankerverbindungsleitungen stromlos sind. Bewegt man jedoch den zur Einstellung mit einer Kurbel oder einem Hebel mechanisch verbundenen Geberanker um einen bestimmten Winkel, so ändert sich der Wert der in seiner Wicklung induzierten elektromotorischen Kraft. Es wird also zwischen beiden Ankerspulen ein Stromfluß zustande kommen. Da nun der Geberanker durch die Einstellvorrichtung mechanisch festgestellt ist, so wird der Ausgleichstrom so lange fließen, bis sich die Empfängerspule in dem gleichen Winkel eingestellt hat, den die Geberspule augenblicklich einnimmt. Erst dann wird das auf den Empfängeranker wirkende Drehmoment aufhören und die Empfängerspule zur Ruhe kommen. Auch bei den Wechselstromapparaten ist

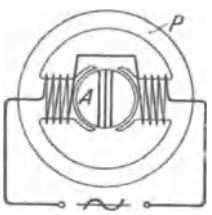


Fig. 338. Prinzip des Kommandoapparates bei Wechselstrom.

natürlich die Einrichtung getroffen, daß während der Bedienung der Apparate eine Signalglocke ertönt.

Von den Kommandoapparaten wird der Geber auf der Schaltbühne und die Empfänger in unmittelbarer Nähe der Maschinen ev. auf gußeisernen Instrumentensäulen (Fig. 339) installiert, so daß also der Schalttafelwärter nach jedem Generator Signale geben kann.

Wenn die Beschaffung eines besonderen Empfängers für jede Maschine unerwünscht oder zu kostspielig ist, dann kann man sich auch auf folgende nicht minder zuverlässige Weise helfen. Man teilt die Zahl der Maschinenaggregate — Erweiterungen müssen von vornherein berücksichtigt werden — etwa in zwei Hälften und beschafft für beide je einen Geber und einen Empfänger. Letzterer wird mit möglichst großer Kommandoscheibe versehen und an einer von allen zugehörigen Maschinen gut sichtbaren Stelle, also einer gegenüberliegenden Wand befestigt. Derartige weit sichtbare Empfänger sind z. B. im Eisenbahndienste für Rangierzwecke schon zahlreich im Betriebe und können allen auch hinsichtlich der Deutlichkeit zu stellenden Anforderungen genügend ausgebildet werden. Für die Wecker wählt man am zweckmäßigsten solche mit verschiedenen Tönen oder Schlagzahlen (Schalen-, Kelch- oder Schalmeiglocken resp. Einschlag-, Zweischlagglocken), um die Signale für die einzelnen Maschinengruppen von vornherein deutlich unterscheiden zu können.

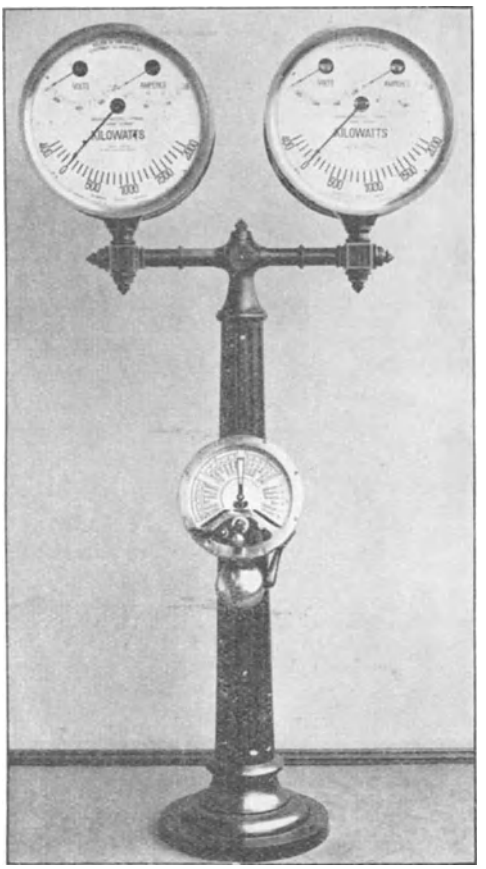


Fig. 339. Schaltsäule mit Signalapparat für 4 Maschinen.

Zur Erhöhung der Sicherheit dafür, daß das Kommando auch richtig verstanden wurde, können die Fernmelder ferner mit einer Einrichtung für Rückmeldung versehen werden. Für diesen Zweck erhält dann auch jeder Empfänger bei Einzelinstallation für jede Maschine oder bei Gruppeninstallation jeder Generator eine Kurbel mit Schleifvorrichtung,

so daß auch von dieser Stelle aus das Kommando zurückgegeben werden kann (Fig. 339). In einem solchen Falle müssen sowohl Geber- wie Empfängerapparate je zwei Zeiger besitzen, von denen der eine elektrisch, der andere mechanisch betätigt wird. Erhält der Empfänger ein bestimmtes Kommando, so stellt sich sein elektrisch betriebener Zeiger auf dieses Kommando ein, und er hat, um dasselbe zu quittieren, nur nötig, seinen mechanisch mit der Kurbel gekuppelten Zeiger mit dem elektrisch betriebenen Zeiger zur Deckung zu bringen. In Fig. 340 ist ein Schaltbild gezeichnet. In demselben sind K_1 und K_2 die Kurbeln für die Signalgebung, c, c_1, c_2 ... die Schleifkontakte, r_1 r_2, r_3 r_4 ... die Magnete des Motorsystems, l_1, l_2, l_3 ... die Verbindungsleitungen zwischen

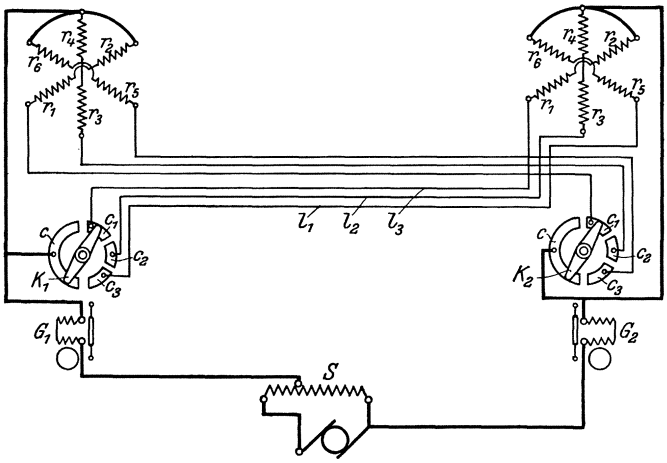


Fig. 340. Schaltbild für eine Signalanlage mit Rückmeldung.

den einzelnen Apparaten und G_1, G_2 die Wecker. S soll die Stromquelle bezeichnen.

Ist mit Hilfe solcher Apparate eine zuverlässige, schnelle und eindeutige Verständigung zwischen Schaltbühne und Maschinensaal für alle Signale, die von ersterer für das In- und Außerbetriebsetzen von Maschinen zu geben sind, erreicht, so ist aber noch eine zweite, am zweckmäßigsten vollkommen von dieser getrennte Signalanlage empfehlenswert, und zwar zur Signalabgabe von den Maschinen nach der Schaltbühne. Bei dieser Anlage kann die Zahl der Signale nur auf etwa 2 bis 3 beschränkt werden, denn eine Verständigung in dieser Richtung wird im allgemeinen nur dann zu erfolgen haben, wenn an den Maschinen Betriebsstörungen oder sonst irgendwelche Vorkommnisse auftreten, die das Herausziehen eines Generators aus dem Parallelbetriebe oder das sofortige Abschalten einer Maschine und die damit für den Schalttafelwärter verbundenen Verrichtungen erforderlich machen.

Zu diesem Zwecke bringt man an jeder Maschine oder, falls vorhanden, an den bei den Maschinen aufgestellten Instrumentensäulen den Verhält-

nissen entsprechend stark konstruierte Druckknöpfe an, durch deren Betätigung Glühlampen auf der Schaltbühne zum Aufleuchten gebracht werden. Letztere werden entweder in einem seitlich von der Schalttafel angebrachten Glühlampentableau ähnlich Fig. 341 (Punkt *a* und *b* in Fig. 332 und 333), oder aber in zwei übereinander angeordneten Rampenbeleuchtungskörpern (Fig. 342) eingebaut. In dem Tableau resp. im Rampenbeleuchtungskörper ist für jede Maschine ein Lichtfeld vorgesehen, welches die Nummer des betreffenden Generators trägt und bei Einschaltung sichtbar macht (Transparentausführung). Außerdem sind farbige Felder vorhanden, welche die einzelnen Kommandos: „Achtung", „Abstellen", „Gefahr" usw. anzeigen. Eine andere Ausführung kann aber auch in der Form getroffen werden, daß auf den einzelnen Generatorfeldern der Schalttafel Klappen mit der Maschinennummer angeordnet werden ähnlich der Ausführung der Tableaus in Haustelephonanlagen, während nur für die Signale selbst ein Glühlampentableau resp. Rampenkörper mit farbigen Glasscheiben verwendet wird. Werden auch hier noch Signalglocken beigegeben, so kann bei entsprechender Ausführung und Aufstellung des Apparates auch die Maschinenbedienung auf die Gefahr an einer Maschine aufmerksam gemacht und zur Hilfeleistung herangezogen werden, während der Schalttafelwärter unabhängig hiervon ist, und mit Ruhe und voller Aufmerksamkeit die notwendigen Schaltverrichtungen vornehmen kann.

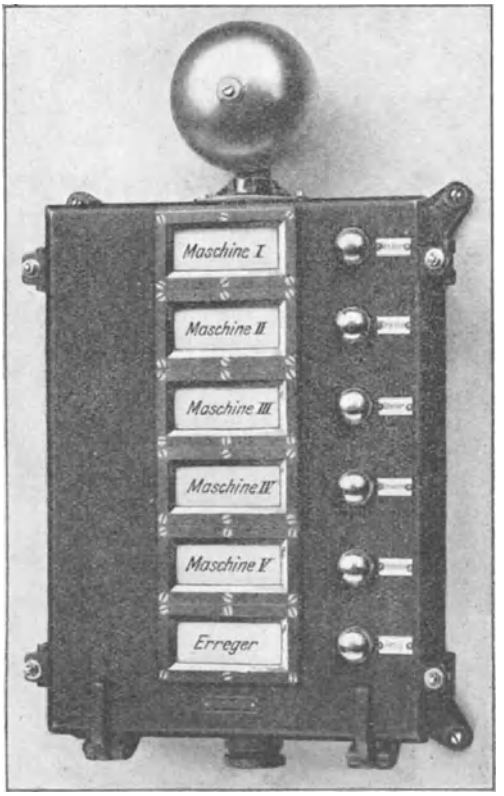


Fig. 341. Maschinen-Signaltableau mit Wecker.



Fig. 342. Signaltableau.

Ferner kann man noch Kontrollampen für den Maschinenwärter vorsehen, die an weitsichtbarer Stelle im Maschinensaale installiert werden. Aus der Farbe der aufleuchtenden Lampen, unterstützt durch Reflektoren, kann dann im Maschinensaal erkannt werden, daß das Signal richtig auf der Schaltbühne angekommen ist und verstanden wurde. Diese Lampen brennen so lange, bis der Schalttafelwärter dieselben durch einen Druckknopf ausschaltet.

Die Kosten für die Anlage solcher Signal- und Verständigungsvorrichtungen sind verhältnismäßig so gering, daß sie bei großen Kraftwerken kaum nennenswert ins Gewicht fallen.

30. Die Schutzvorrichtungen gegen Überspannungen.

Unter Überspannungen ganz allgemein versteht man Spannungserhöhungen zwischen zwei Leitungen verschiedener Polarität (Phase) bzw. zwischen Leitungen und Erde, welche die Betriebsspannung um einen solchen Betrag überschreiten, daß dadurch die Maschinen, Transformatoren, Apparate, Kabel, Isolatoren usw. gefährdet werden. Sie können die Ursache oft ungeahnter Zerstörungen von Teilen einer Starkstromanlage werden. Schon hier sei indessen bemerkt, daß infolge der eingehenden theoretischen und praktischen Untersuchungen der letzten Jahre die Überspannungsgefahr durch den Einbau richtiger Schutzvorrichtungen an richtiger Stelle wirksam und mit großer Zuverlässigkeit beseitigt werden kann. Eine Ausnahme hiervon bilden nur die atmosphärischen Entladungen, insbesondere unmittelbare Blitzschläge, die man auch heute noch nicht beherrscht.

Die Überspannungserscheinungen häufen sich mit zunehmender Betriebsspannung und wachsender Ausdehnung der Leitungsanlagen namentlich bei Freileitungen, wenngleich der praktische Betrieb neuerdings erwiesen zu haben glaubt, daß z. B. Anlagen mit 100 000 Volt und mehr sich teilweise selbst schützen. Da eine vollwertige Bestätigung dieser Ansicht aber natürlich nicht erbracht werden kann, weil, wie das Nachfolgende zeigen wird, eine große Zahl von Faktoren bei dem Entstehen von Überspannungen eine Rolle spielt, so soll dieser Umstand nicht berücksichtigt werden.

Das Entstehen von Überspannungen kann auf drei grundsätzliche Ursachen zurückgeführt werden, und zwar auf:

a) atmosphärische Vorgänge,
b) Betriebsvorgänge innerhalb der Anlage,
c) Resonanzerscheinungen.

Ferner unterscheidet man zwischen äußeren und inneren und ruhenden bzw. schwingenden Überspannungen, worauf in den einzelnen Kapiteln näher eingegangen wird.

Die Überspannungen infolge atmosphärischer Entladungen treten natürlich nur in Anlagen mit Freileitungen auf, während die unter b) und c) genannten Ursachen in allen Kraftübertragungsanlagen vorkommen. Daraus folgt weiter, daß atmosphärische Ladungen nicht von

Leitung zu Leitung, sondern von Leitung nach Erde zum Ausgleich kommen wollen, während das erstere bei den Überspannungen nach der unter b) genannten Art der Fall ist. Die Resonanzerscheinungen fallen aus diesen Betrachtungen gewissermaßen heraus; sie werden am Schluß dieses Kapitels kurz erörtert werden.

Tritt eine Überspannung irgendwelcher Art auf, so sucht sie sich, wie bereits oben gesagt, entweder zwischen den Leitungen oder nach Erde auszugleichen und zwar an einer Stelle, an der die Isolation des betreffenden Teiles der Anlage am schwächsten ist, also z. B. über einen Isolator, zwischen zwei Adern eines Kabels u. dgl. Ein gleichzeitiger Durchschlag der Isolation an mehreren Stellen ist nur dann möglich, wenn mehrere gleichschwache Stellen vorhanden sind. In der Mehrzahl der Fälle wird indessen z. B. die erste Ableitung nach Erde schon so stark sein, daß die noch übrigbleibende Energie nicht mehr imstande ist, eine zweite Isolationsstelle zu durchbrechen. Erfolgt der Ausgleich von Leitung zu Leitung, so kann das unter Umständen einen Kurzschluß zur Folge haben.

Hinsichtlich des Vorganges des Isolationsdruchbruches ist folgendes zu bemerken. An der gefährdeten Stelle tritt zuerst Glimm- oder Büschellicht auf, und die Entladungen gehen als sog. „dunkle Entladungen" vor sich. Durch diese wird eine Ionisierung der umgebenden Luft oder des Isolierstoffes bewirkt, und es folgen dann Glimm- oder Büschelentladungen, die schließlich einen völligen Durchbruch der Isolation bewirken und zwar in Form einer Funkenentladung. Ist die Überspannung lange genug vorhanden und die Betriebsspannung, sowie die Elektrizitätsmenge groß, so geht die Funkenentladung in einen Lichtbogen über.

Die Überspannungsschutzvorrichtungen haben nun die Aufgabe, an bestimmten Stellen der Anlage schwächer isolierte Punkte zu schaffen, an denen der Ausgleich stattfinden kann, ohne die einzelnen Teile der Anlage selbst zu gefährden. Demnach müssen sie eine Reihe von Anforderungen genügen, damit die beabsichtigte Wirkung zuverlässig eintritt, und zwar sind das:

jederzeitige Betriebsbereitschaft auch nach mehrmaligem kurz aufeinanderfolgendem Ansprechen, ohne daß Reparaturen oder Auswechslung von Teilen erforderlich ist;
große Empfindlichkeit;
schnellste Beseitigung der Überspannungen;
möglichst geringe Beeinflussung der Anlage beim Ansprechen;
Verhütung von Überspannungsbildungen durch den Apparat selbst.

Nach diesen allgemeinen Erklärungen sollen nunmehr die einzelnen Überspannungserscheinungen nach ihrer Ursache und Wirkung und die Schutzvorrichtungen besprochen werden.

a) Die atmosphärischen Vorgänge. Als solche kommen in Betracht:

α) Elektrostatische Induktion;
β) allmähliches Laden der Leitungen durch die umgebende Luft;
γ) Ladung durch Schneiden von Niveauflächen;

δ) direkte Blitzschläge;

ε) Induktionswirkungen durch seitlich der Leitung niedergehende Blitze.

Alle diese Erscheinungen geben Ursache zum Auftreten der äußeren Überspannungen und zwar teils ruhender, teils schwingender Natur.

α) Die elektrostatische Induktion. Aus der Lehre der Elektrostatik ist bekannt, daß ein mit Elektrizität geladener Kondensator auf einen anderen in seine Nähe gebrachten induzierend wirkt und zwar derart, daß auf den dem ersten Kondensator benachbarten Teilen des zweiten die Ladung mit entgegengesetztem Vorzeichen und auf den entgegengesetzten Teilen solche mit gleichem Vorzeichen auftritt. Ein solcher Fall tritt ein, wenn eine elektrisch geladene Wolke über oder in der Nähe einer Freileitung steht (Fig. 343). Hat z. B. die Wolke positive Elektrizität (+), so wird in dem Teile der Freileitung, welcher der Wolke am nächsten ist, negative Elektrizität induziert, während am anderen Ende der Leitung positive Elektrizität auftritt. Die positive Elektrizität sucht sich mit der negativen der Erde auszugleichen. Es herrscht also eine Potentialdifferenz zwischen dieser und der Leitung. Derartige Ladungen erreichen in der Regel keine für die Anlage selbst gefährliche Höhe. Sie entstehen allmählich, da die Wolke wandert, und werden häufig durch Ausstrahlung über alle spitzen Winkel, Kanten usw. oder über die Isolatoren abgeleitet. Für ihre künstliche Beseitigung benutzt man besondere Apparate, wie Wasserstrahlerde, Erdungswiderstände und Erdungsdrosselspulen. Diese Überspannung ist ruhender Art und zwar eine Gleichstromspannung, die sich über die Betriebsspannung überlagert.

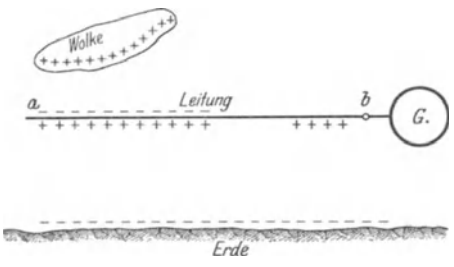


Fig. 343. Elektrostatische Induktion einer Leitung.

β) Allmähliches Laden der Leitungen durch Reibung der umgebenden Luft. Diese zweite Ladungserscheinung beruht darauf, daß an schwülen Tagen, wenn, wie man sagt, die Luft mit Elektrizität geschwängert ist, die elektrisch geladenen Luftteilchen (Staub- und Wasserteilchen) bei ihrem Vorbeistreifen an der Leitung ihre Ladung zum Teil an die Leitung abgeben. Weiter kann eine elektrische Aufladung der Leitung dadurch hervorgerufen werden, daß feiner Sand, Schnee, Hagel, Eisnadeln, Sturm, Nebel u. dgl. beim Vorbeitreiben an der Leitung durch Reibung Elektrizität erzeugen (Reibungselektrizität). Namentlich in solchen Gegenden, wo Flugsand auftritt, ist die Ladung der Leitungen oft beobachtet worden. Über die Höhe der dabei auftretenden Spannungen gegen Erde und die vorhandenen Elektrizitätsmengen können natürlich Zahlen nicht angegeben werden. Jedenfalls aber sind die Elektrizitätsmengen um so größer, je länger die Leitung

ist und je größere Oberfläche sie besitzt. Die Höhe der Spannung richtet sich dagegen nach dem Isolationszustande der Leitung und weist um so größere Werte auf, je vorzüglicher die Isolation ist.

Auch diese Überspannung ist ruhender Natur und ihrem Charakter nach gleich der unter α). Zu ihrer künstlichen Ableitung werden deshalb auch die gleichen Apparate benutzt.

γ) Ladung durch Schneiden von Niveauflächen. Da die Erde als ein elektrisch geladener Körper angesehen wird, gehen von ihr Kraftlinien aus, die ihr Ende entweder auf Wolken mit entgegengesetztem Potential oder im Unendlichen haben. Die zu diesen Kraftlinien senkrechten Flächen, die alle Punkte gleichen Potentials miteinander einschließen, heißen bekanntlich Niveau- oder Äquipotentialflächen. Wird eine solche von einer Leitung geschnitten, so wird letztere elektrisch geladen[1]).

Für Leitungen, die durch ebenes oder annähernd flaches Gelände führen, kann diese Ladungsursache unberücksichtigt bleiben. Sind dagegen Gewitterwolken in der Nähe, oder ist die Luft sonst stark mit Elektrizität geschwängert, so treten starke Verschiebungen in den Äquipotentialflächen auf, und die Leitungen können dann oft recht beachtenswerte Ladungen erhalten. Durch Beobachtungen ist festgestellt worden, daß das Spannungsgefälle in der Ebene zwischen 50 bis 250 Volt auf ein Meter Höhe schwankt. Ganz besonders ist diese Ursache von Überspannungen dort von Bedeutung, wo die Leitungen über Anhöhen führen, weil dort ein engeres Zusammendrängen der Äquipotentialflächen stattfindet, so daß Ladungen bis zu 10 000 Volt und mehr gegen Erde auftreten können.

Diese Überspannung ist ebenfalls ruhend und mit Wasserstrahlerdern usw. abführbar.

δ) Direkte Blitzschläge. Wie auf S. 408 bereits angedeutet, sind sicher wirkende Schutzvorrichtungen gegen unmittelbare Blitzschläge bis heute nicht vorhanden. Das hat seinen Grund darin, daß es bisher nicht gelungen ist, auch nur einigermaßen zuverlässige Werte für die bei Blitzschlägen auftretenden Überspannungen und Energiemengen zu ermitteln. Trifft ein Blitzschlag eine Leitung unmittelbar, und wird derselbe nicht z. B. beim nächsten der Einschlagestelle benachbarten Maste zur Erde abgeleitet, sondern läuft er der Leitung entlang bis zu einem Maschinen- oder Transformatorenhause, so werden Störungen auf der Strecke und in den Stationen nicht zu verhindern sein.

ε) Induktionswirkungen durch seitlich der Leitung niedergehende Blitze. Aus den bis heute angestellten Untersuchungen über die Natur des Blitzes kann über die Form der Entladung Bestimmtes nicht angegeben werden. Im allgemeinen erfolgen mehrere, kurz aufeinanderfolgende Entladungen von einer positiv zu einer negativ geladenen Wolke oder nach der negativ geladenen Erde. Da nun jeder Stromkreis sowohl Ohmschen Widerstand als auch Selbstinduktion und

[1]) Siehe Gallileo Ferraris: Wissenschaftliche Grundlagen der Elektrotechnik.

Kapazität besitzt, so wird beim Niedergehen eines Blitzes in der Nähe der Leitung oder bei einem Blitzschlage zwischen zwei über den Leitungen befindlichen Wolken Veränderungen in dem bis dahin stationären Zustande der Leitungen hervorgerufen, die sog. freie Schwingungen auslösen. Auf den Verlauf und die Wirkung dieser Schwingungen wird weiter unten näher eingegangen werden. Sie haben jedenfalls starke Überspannungen im Gefolge, die die Maschinen, Apparate usw. falls keine Ableitungsvorrichtung vorhanden ist, zerstören können.

Da Blitze ferner oftmals sehr weitreichende Verästelungen aufweisen, die in einem Umkreise bis zu 100 m um den Hauptstrahl beobachtet worden sind, so tritt auch eine Induzierung durch solche Seitenentladungen ein. Schließlich ist noch auf die dynamische Wirkung hinzuweisen, da mit dem Blitze als einer elektrischen Strömungserscheinung das Auftreten von Kraftlinien verbunden ist, die je nach der Richtung der Entladung zur Leitung größere oder kleinere EMKe in letzterer induzieren.

Im Gegensatze zu den unter α) bis δ) besprochenen Überspannungsursachen ruft diese nun keine ruhenden, sondern, wie oben bereits gesagt, schwingende Überspannungen hervor, deren Ableitung mit anderen als auf S. 410 angegebenen Schutzvorrichtungen erfolgen muß.

b) Die Betriebsvorgänge innerhalb der Anlage. Die bisher behandelten Überspannungen hatten ihre Ursache in Vorgängen, die außerhalb des Betriebes lagen und von diesem unabhängig waren. Im Gegensatze hierzu bezeichnet man nun alle diejenigen Spannungserhöhungen, die ihre Entstehungsursache in Betriebsvorgängen der elektrischen Einrichtungen selbst haben, als innere Überspannungen, und zwar treten letztere auf, wenn Hochspannungsmotoren, Transformatoren und Kabel unter voller Spannung eingeschaltet werden, bei plötzlichen Kurz- und Erdschlüssen und deren Unterbrechung, beim plötzlichen Unterbrechen belasteter Stromkreise durch Ansprechen von selbsttätigen Schaltern oder Sicherungen, kurz durch alle Veränderungen eines vorhandenen stationären Zustandes der Leitungen. Auf die mathematischen Untersuchungen aller dieser Vorgänge kann hier nicht näher eingegangen werden, da sie ein sehr sorgfältiges Studium nötig machen, wenn man auch nur einigermaßen in sie eindringen will. Von dem projektierenden Ingenieur sind theoretische Berechnungen über die Überspannungserscheinungen nur dann vorzunehmen, wenn es sich um außergewöhnliche Anlagen handelt. Aber in solchen Fällen empfiehlt es sich besonders, die großen Elektrizitätsfirmen zu Rate zu ziehen, denn neben den Rechnungsresultaten spielen noch eine ganze Anzahl anderer Umstände für die Bemessung der Überspannungsschutzvorrichtungen eine Rolle, die um so ausschlaggebender sein werden, je umfangreicher die Gesamtanlage der Kraftübertragung ist. Apparate kurzerhand nach den Preislisten auszuwählen, ist ein schwerer Fehler, der oft nur zu schnell zu unliebsamen Betriebsstörungen und Reparaturausgaben führt.

Innere Überspannungen entstehen, wenn eine Leitung (Kabel oder Freileitung) mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Ka-

pazität von einem herrschenden stationären Betriebszustande in einen neuen stationären Betriebszustand übergeführt wird, wenn also z. B. die Leitung unter Spannung gesetzt wird oder in einer belasteten Leitung ein Kurz- oder Erdschluß auftritt. Der Übergang von dem einen in den anderen Betriebszustand geht dann nicht unvermittelt vor sich, sondern es bilden sich vielmehr sog. freie Schwingungen aus, die einen stetigen Übergang des vorhandenen in den neuen Zustand besorgen. In Fig. 344 ist dieses für den Fall, daß eine strom- und spannungslose, unbelastete Leitung an eine Stromquelle mit konstanter Spannung E Volt gelegt wird, gezeichnet[1]) und zwar hinsichtlich des Verlaufes der Spannung für einige Zeitpunkte. Eine Welle von der Höhe der Spannung E und von scharfer rechteckiger, also sehr steiler Front dringt in die Leitung ein, eilt mit einer Geschwindigkeit, die von der Größenordnung der Lichtgeschwindigkeit ist, nach dem Ende und wird dort durch Reflexion auf den doppelten Betrag erhöht ($2E$). In dieser Größe kehrt sie zum Anfang zurück und wogt einen Augenblick lang hin und her, bis sie durch dämpfende Wirkungen allmählich zum Absterben kommt. Befindet sich nun z. B. am Ende der Leitung die Hochspannungswicklung eines unbelasteten Transformators oder ein Hochspannungsmotor, so entsteht diese Welle im Augenblicke des Einschaltens des Stromkreises. Sie dringt bis in die Wicklung ein, denn letztere kann, da sie sowohl Selbstinduktion und Ohmschen Widerstand als auch Kapazität besitzt, qualitativ als eine Leitung oder ein Kabel angesehen werden. Da die Wellenhöhe gleich der Betriebsspannung ist, so tritt eine Gefährdung der Wicklungsisolation gegen Erde nicht ein. Wohl aber wird die Wicklungsisolation in sich selbst gefährdet, weil der steile Spannungssprung an der Wellenfront fortlaufend alle Teile der Wicklung trifft, und infolgedessen an allen Stellen der Spule volle Phasenspannung zwischen zwei benachbarten Windungen herrscht.

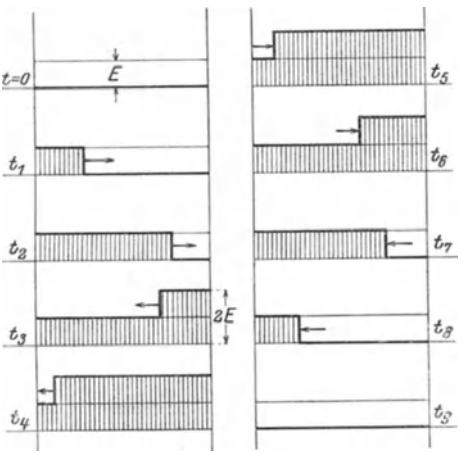


Fig. 344. Verlauf der freien Schwingungen beim Einschalten eines Stromkreises.

Der Verlauf dieser Erscheinung ist indessen so kurz, und die Strommenge, die der Ladenwelle folgen kann, so gering, daß das Isolationsmaterial zwischen nebeneinander liegenden Windungen nicht so stark beansprucht wird, wie etwa bei einer annähernd ebenso großen

[1]) Siehe K. W. Wagner: Freie Schwingungen in langen Leitungen. ETZ. 1908, S. 707 und 794. — Derselbe: Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge in Freileitungen und Kabeln. — Roessler: Fernleitung von Wechselströmen.

stationären Spannungsdifferenz. Es kommen vielmehr nur punktförmige Durchlöcherungen der Isolationsschichten zustande (Punktierungen), die für den stationären Betriebszustand zunächst ohne Befürchtungen sind. Nur bei häufigem Ein- und Ausschalten, also bei zahlreichen Wiederholungen der momentanen Spannungssprünge, kann schließlich ein kurzschlußähnlicher Isolationsdurchbruch entstehen und eine Betriebsstörung die Folge sein.

Beim Transformator oder Motor bewirken nun aber die Wirbelströme eine fast plötzliche Dämpfung der Überspannungswelle, die Steilheit und die Höhe der fortschreitenden Wellenfront nimmt ab, und in den folgenden Windungen sind die Spannungssprünge weniger gefährlich. Aus diesem Grunde geht man heute immer mehr dazu über, die den Anschlußklemmen zunächstliegenden Hochspannungswicklungen der Transformatoren mit verstärkter Isolation zu versehen und zwar derart bemessen, daß sie für einen kurzen Augenblick der vollen Klemmenspannung standhalten können. Bei Motoren und Generatoren ist diese Maßnahme zumeist nicht ausführbar. Es müssen daher besondere Schutzmittel angewendet werden, die weiter unten zur Besprechung kommen.

Ähnliche Erscheinungen treten auf, wenn der stationäre Zustand des Netzes durch andere Ursachen verändert wird wie z. B. durch plötzliche Spannungsschwankungen, atmosphärische Entladungen der unter ε) auf S. 411 besprochenen Art, Kurzschlüsse, Erdschlüsse und Funkenentladungen von Leitung nach Erde (über ein beschädigtes Kabel, einen Durchführungsisolator oder einen zersprungenen Isolator auf der Strecke).

Bei einem Kurzschluß am Ende der Leitung entsteht eine in Form rechteckiger Wellen längs der Leitung fortschreitende Überspannung in der Höhe:

$$E = J\sqrt{\frac{L}{C}}, \tag{210}$$

und zwar durch Umwandlung der vorhandenen magnetischen Energie $\frac{1}{2} L \cdot l \cdot i^2$ in elektrische Energie $\frac{1}{2} C \cdot l \cdot E^2$. Diese Überspannungen entstehen in um so gefährlicherer Höhe, je plötzlicher der Stromkreis unterbrochen wird. Da bereits im 23. Kapitel über die Arbeitsweise der Sicherungen und selbsttätigen Schalter in Gleich- und Wechselstromanlagen gesprochen worden ist, erübrigt es sich, hier noch weiter darauf einzugehen.

Bei den Störungen des Betriebszustandes durch die Wirkungen in der Nähe der Leitungen niedergehender Blitze und schwächerer Seitenentladungen eines Blitzes entstehen ebenfalls Überspannungswellen, die sich wiederum mit einer Geschwindigkeit, die annähernd der Lichtgeschwindigkeit entspricht, von ihrer Treffstelle nahezu ohne Verzerrung oszillatorisch nach beiden Seiten fortpflanzen. Die Spannungshöhe läßt sich bis heute nicht berechnen und auch kaum einigermaßen sicher schätzen.

c) Die Schutzvorrichtungen gegen äußere ruhende Überspannungen. Die bekanntesten und am häufigsten benutzten Schutzvorrichtungen dieser Art sind die Wasserstrahlerder, Erdungswiderstände und Erdungsdrosselspulen. Sie haben allgemein die Aufgabe, die statischen Entladungen nach Erde abzuleiten, also einen dauernden Stromweg nach Erde herzustellen, und kommen demnach nur für Freileitungen in Frage. Diese Form der Ableitung bedingt von selbst, daß auch ein Teil des Maschinenstromes ständig nach Erde abfließt, und es muß derselbe daher in engsten Grenzen gehalten werden, damit der Verlust nicht zu groß wird. Die Apparate werden infolgedessen so ausgeführt, daß sie nur etwa 0,1 bis 0,5 Amp. im Höchstfalle durchlassen; sie müssen somit einen sehr hohen Ohmschen oder induktiven Widerstand besitzen.

α) Der Wasserstrahlerder. Das Wesen dieser Schutzvorrichtung liegt darin, daß durch fließende Wasserstrahlen die Verbindung zwischen Leitung und Erde hergestellt wird. Die Fig. 345 zeigt einen solchen Apparat.

Das Wasser tritt durch das Absperrventil *a* ein, fließt durch das Isolierrohr *b*, weiter durch die Öffnungen *c* der Kappe *d* und fällt außen am Rohre *b* entlang herab in den Wasserkasten *e*. Die Hochspannungszuführung erfolgt durch einen in der Kappe *d* angebrachten Stab *f*, der mehr oder weniger weit in das Rohr *b* hineingeschoben werden kann, je nachdem der Widerstand des vorhandenen Wassers kleiner oder größer ist. In Fig. 345 ist außerdem eine Meldeeinrichtung gezeichnet, die einen etwa vorhandenen Erdschluß anzeigt.

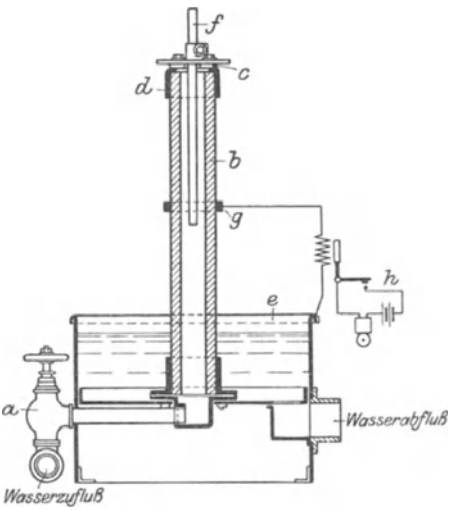


Fig. 345. Wasserstrahlerder von Voigt & Häffner A.-G.

Der Wasserstrahl bildet einen induktionsfreien Widerstand, dessen Wert verhältnismäßig leicht regelbar ist z. B. durch Vergrößerung der Zahl der Strahlen, Änderung der Strahlstärke u. dgl. Dieser Apparat ermöglicht selbst für die höchsten Betriebsspannungen geringe Abmessungen und große Betriebssicherheit. Die unterste Grenze, für die diese Schutzvorrichtung noch anwendbar ist, liegt etwa bei 5000 Volt. Zur Prüfung der ständig nach Erde fließenden Stromstärke wird zumeist ein Stromzeiger angebaut, der für gewöhnlich durch einen Schalter kurzgeschlossen ist. Selbstverständlich ist für jede Leitung eine Wasserstrahlerdung vorzusehen, also z. B. bei Drehstrom drei getrennte Strahlen. Dementsprechend werden die Apparate ein-, zwei- oder dreipolig ausgeführt.

Abgesehen von der Höhe der Betriebsspannung sind Wasserstrahlerder überall dort zu benutzen, wo das Wasser in genügender Menge und in entsprechender Beschaffenheit zur Verfügung steht. Ist nur völlig reines Wasser vorhanden (Gletscherwasser in Gebirgsgegenden) oder muß mit dem Wasserverbrauch sparsam umgegangen werden, dann ist die Speisung des Erders aus einem Sammelbehälter zu besorgen, der das abfließende Wasser aufnimmt und durch eine elektrisch angetriebene Pumpe wieder zuführt (Fig. 428). Für eine ausreichende Kühlung des Wassers ist Sorge zu tragen. Ferner sei bemerkt, daß Wasserstrahlerder nur in geschützten und dauernd frostfreien Räumen aufgestellt werden dürfen. Der Wasserverbrauch schwankt zwischen 12 bis 30 Liter in der Minute. Sie fordern im Gegensatze zu den Erdungswiderständen eine sehr sorgfältige Wartung in bezug auf die gute Beschaffenheit (Kontinuität) der Wasserstrahlen, des Wassers selbst (Veränderung der Leitfähigkeit), der Düsen, Aufspritzteller, Elektroden usw., so daß sie, wenn es sich um eine größere Anzahl von Fernleitungen handelt, vorteilhafter durch Erdungswiderstände oder Erdungsdrosselspulen ersetzt werden.

Die Schaltung eines dreipoligen Wasserstrahlerders ist im I. Bd. z. B. in den Fig. 229 und 250 gezeigt; es erübrige sich daher, hier noch ein Schaltbild zu geben.

β) Der Erdungswiderstand und die Erdungsdrosselspule. Ersterer besteht zumeist aus Widerstandsdraht auf Porzellan gewickelt (Emaillewiderstand) oder Karborundum bzw. einem ähnlichen Stoffe geringer Leitfähigkeit. Er wird für Spannungen bis 10 000 Volt benutzt und ist induktionsfreier Natur.

Die Erdungsdrosselspule ist dann am Platze, wenn es sich um Spannungen über 10 000 bis 20 000 Volt handelt. Sie ähnelt einem Transformator und zwar insofern, als sie aus einer Drahtwicklung mit Eisenkern besteht, die in einem Ölkessel liegt. Gegen gefährliche Ölerhitzung bei schadhafter Wicklung empfiehlt sich der Einbau von Thermometern mit Kontaktvorrichtung (I. Bd., S. 252) zur Betätigung von Alarmvorrichtungen, oder von abschaltbaren Sicherungen. In letzterem Falle können die Trennschalter fortfallen.

Die Erdungsdrosselspulen setzen bei Wechselstrom dem Betriebsstrome einen sehr hohen induktiven Widerstand entgegen, während der Gleichstrom der statischen Ladungen auf den Freileitungen ohne beachtenswerte Spannungsaufstauung durchfließen kann. Ein Nachteil dieses Schutzapparates besteht gegenüber dem Wasserstrahlerder und dem Erdungswiderstande indessen darin, daß er die Ableitung schwingender Entladungen nicht zuläßt, weil der scheinbare Widerstand mit der Frequenz zunimmt. Die Erdungsdrosselspule kann daher durch diese Form von Überspannungen gefährdet werden.

Versieht man die Drosselspule noch mit einer zweiten (sekundären) Wicklung, so kann an diese ein Spannungszeiger angeschlossen werden, der Erdschlüsse sofort anzeigt und auch derart eingerichtet werden kann, daß beim Auftreten von Erdschlüssen Alarmglocken od. dgl. zum Ansprechen kommen.

Als besonderer Vorteil der Erdungsdrosselspulen gegenüber den induktionsfreien Widerständen ist zu nennen, daß sie einen geringeren Wattverbrauch aufweisen; im Preise sind sie aber teuerer. Beide Apparate unterscheiden sich schließlich günstig von den Wasserstrahlerdern dadurch, daß sie fast gar keine Wartung erfordern.

Sowohl die Erdungswiderstände, als auch die Erdungsdrosselspulen werden entweder an die Sammelschienen (Fig. 386) oder an die Nullpunkte der Generatoren und Transformatoren (I. Bd., Fig. 230) angeschlossen. Sie bedingen für ihre Anwendung allgemein, daß die Anlagen sonst nicht betriebsmäßig geerdet sind.

Bei Leitungsstrecken geringer Ausdehnung, die mit geringer Betriebsspannung arbeiten, genügt es unter Umständen schon, in Drehstromanlagen bei Sternschaltung der Wicklungen den Nullpunkt der Generatoren, in Einphasenanlagen die Mitte der Generatorwicklung zu erden, um die statischen Ladungen über die Wicklungen nach Erde abzuleiten. Denn der Gleichstrom dieser Ladungen lagert sich über den Betriebswechselstrom über.

γ) Das Blitzschutzseil. Ein weiteres gewissermaßen vorbeugendes Mittel gegen atmosphärische Ladungen der Freileitungen ist die Anbringung eines oder besser mehrerer Stahldrahtseile über den Leitungen, wie es in den nordamerikanischen Anlagen selbst bei den höchsten Spannungen mit Vorliebe geschieht (siehe S. 234 und Tab. XVI). Dieses sog. „Blitzschutzseil" ist natürlich besonders vorzüglich und möglichst häufig zu erden (etwa alle zweiten Mast).

Die deutschen Elektrotechniker sind sehr geteilter Ansicht hinsichtlich der Schutzwirkung eines solchen Stahlseiles über den Leitungen. Während einige Firmen, z. B. die A. E. G. dasselbe bei größeren Hochspannungsleitungsnetzen verwenden, benutzen andere Firmen dasselbe nicht, weil sie den Schutzwert gegenüber den Nachteilen nicht groß genug halten. Wenn dem Blitzschutzseile die abschwächende Wirkung auf Überspannungen in den Leitungen bei athmosphärischen Entladungen auch nicht abgesprochen werden kann[1]), so kann das gleiche durch einen genügenden Überspannungsschutz in den Stationen, der zumeist doch vorhanden sein muß, mit ausreichender Sicherheit ebenfalls erzielt werden. Der weitere Vorteil, der dem Blitzschutzseile zugeschrieben wird, ist die Herbeiführung einer guten Erdung aller Eisenteile. Bei Eisenmasten ist das ebenfalls zuzugeben, aber auch hier läßt sich die Erdung mit einfacheren und vor allen Dingen billigeren Mitteln insgesamt erreichen. Bei Holzmasten ist die Erdung der Eisenteile (Isolatorstützen, Traversen usw.) dagegen eher ein Nachteil, als ein Vorteil, denn der Holzmast bildet bei ungeerdeten Eisenteilen gewissermaßen einen Dämpfungswiderstand zwischen Isolator und Erde. Das Porzellan wird daher bei atmosphärischen Entladungen nicht so stark auf Durchschlag beansprucht, und Isolatorfehler können leichter entdeckt werden.

[1]) W. Petersen: Der Schutzwert von Blitzseilen. ETZ. 1914, S. 1. — E. Pfiffner: Die Schirmwirkung des geerdeten Schutzdrahtes. E. & M. 1914, Heft 13, S. 261.

Als Nachteile seien erwähnt, daß zunächst das Blitzschutzseil die Anlagen nicht sicher vor den Gefahren durch unmittelbare Blitzschläge in die Leitungen schützt, wie in Deutschland wiederholt festgestellt worden ist. Tritt diese Wirkung nicht völlig zuverlässig ein, so stehen die Anlagekosten zumeist in keinem wirtschaftlichen Verhältnisse zu den erreichbaren Vorteilen, und dann ist es ganz selbstverständlich, von dem Einbau von Blitzschutzseilen abzusehen. Schließlich ist auch noch auf die erhöhte Gefahr von Störungen durch Vögel bzw. die Gefährdung der Vögel selbst, ferner auf die zusätzliche mechanische Beanspruchung der Masten und Gestänge und die Kurzschlußgefahr für die Leitungen beim Bruch des Schutzseiles hinzuweisen. Letzterer Umstand ließe sich natürlich ziemlich sicher beseitigen, wenn vorzügliches Material (gute Verzinkung) und richtige Durchhangsbemessung, also Montage angewendet werden.

d) Die Schutzvorrichtungen gegen innere und äußere schwingende Überspannungen. Den schädlichen Wirkungen von inneren Überspannungen könnte am sichertsen begegnet werden, wenn die Stärke der Isolation entsprechend gewählt werden würde. Das ist aber natürlich nur in engen Grenzen möglich, weil andererseits die Maschinen, Transformatoren, Kabel, Apparate usw. derart teuer ausfallen würden, daß die Wirtschaftlichkeit der Anlage beeinträchtigt wird. Bei den Freileitungsisolatoren läßt sich diese vorzügliche Isolation noch am einfachsten herstellen, doch ist man auch für diesen Teil einer Hochspannungsanlage heute der Ansicht, daß die Isolatoren in gewissen Fällen nicht vollständig isolieren, sondern vielmehr als Sicherheitsfunkenstrecken wirken sollen (siehe S. 187).

Alle Teile einer Kraftübertragungsanlage so sorgfältig zu isolieren und ständig auf dem Isolationswerte zu halten, ist praktisch nicht durchführbar ganz abgesehen davon, daß z. B. ein Bedienungsmann durch unvorsichtige Stellung und Berührung unter Spannung gegen Erde stehender Teile plötzlich die ganze Anlage über seinen Körper erdet und damit außerordentlich gefährdet werden kann. Infolgedessen müssen auch zur Unschädlichmachung der inneren Überspannungen besondere Schutzvorrichtungen angewendet werden.

α) Die Drosselspulen. Um die Wicklungen der Maschinen und Transformatoren vor dem Eindringen der gefährlichen Spannungswellen zu schützen, schaltet man zwischen die Zuleitungen und die Maschinenklemmen in jede Phase sog. Drosselspulen ein (siehe I. Bd., S. 295), die eine möglichst hohe Selbstinduktion und möglichst geringe Kapazität besitzen sollen. In bezug auf ihre Selbstinduktion müssen sie natürlich den zu schützenden Wicklungen entsprechen d. h. mit letzteren abgestimmt sein. Diese Drosselspulen bestehen aus dünnem Kupferband, das mit einer isolierenden Zwischenlage spiralförmig aufgewickelt ist. Die Spiralen werden durch isolierte Klammern zusammengehalten (Fig. 346). Sie sind also nicht zu verwechseln mit den Erdungsdrosselspulen.

Die Aufgabe dieser Schutzdrosselspule liegt darin, die ankommende Überspannungswelle vor ihrem Eintritt in die Wicklung teils zu reflektieren, teils zu vernichten.

β) Die Funkenstrecken dienen zum Ausgleich der Überspannungen dadurch, daß eine oder mehrere zwischen Metallelektroden gebildeten Luftstrecken durchschlagen werden. Je nach ihrer Bauart unterscheidet man Rollen-, Walzen- und Hörnerfunkenstrecken.

Die Rollenfunkenstrecken werden durch nebeneinander gestellte konische Metallzylinder gebildet, deren Mantelflächen zumeist gegeneinander versetzt sind (Fig. 347). Bei den Walzenfunkenstrecken z. B. nach der Bauart der Voigt & Haeffner A. G. (Fig. 348) werden zwei Isolationsplatten benutzt, zwischen denen eine Anzahl Zinkzylinder mit geringem gegenseitigem Abstand befestigt sind, so daß immer die



Fig. 346. Dreipolige Schutzdrosselspule.

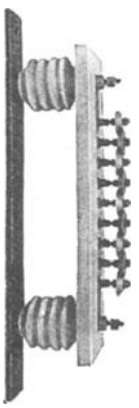


Fig. 347. Rollenfunkenstrecke.

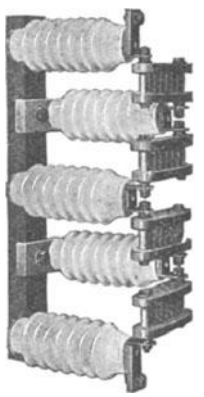


Fig. 348. Walzenfunkenstrecke.

Mantelflächen zweier benachbarten Zylinder eine Funkenstrecke bilden. Je nach der Höhe der Betriebsspannung werden bei beiden Arten der Funkenstrecken mehrere Rollen bzw. Walzenelemente hintereinander geschaltet.

Die Ansichten über den Schutzwert der Rollen- und Walzenfunkenstrecken sind sehr geteilt. Während in einigen Betrieben gute Erfahrungen mit ihnen gemacht worden sind, haben wiederum andere Betriebe dieselben verworfen, weil sie fast keiner der auf S. 409 angegebenen Anforderungen entsprechen sollen. Wo hier die Erklärung der gegenteiligen Ansichten zu suchen ist, ist schwer zu sagen. Jedenfalls steht der Verfasser auf dem Standpunkte, daß alle Arten von Rollenfunkenstrecken nicht nur nicht betriebssicher, sondern sogar gefährlich sind, weil sie beim Ansprechen selbst zu Überspannungen Veranlassung geben. Das ist auf den schwingenden Verlauf der Entladungen bei einer solchen sog. Vielfachfunkenstrecke zurückzuführen. Ferner müssen die Rollen nach einem mehrmaligen Ansprechen der Schutzvorrichtung gedreht werden, damit stets gute, nicht durch Schmelzperlen verletzte oder oxydierte Flächen zur Verfügung stehen. Sie bedürfen daher sehr sorgfältiger Wartung, da sie anderenfalls bei schlechten oder über-

brückten Kontaktverhältnissen völlig zusammenbrennen und dann als besondere Gefahrquelle angesehen werden können.

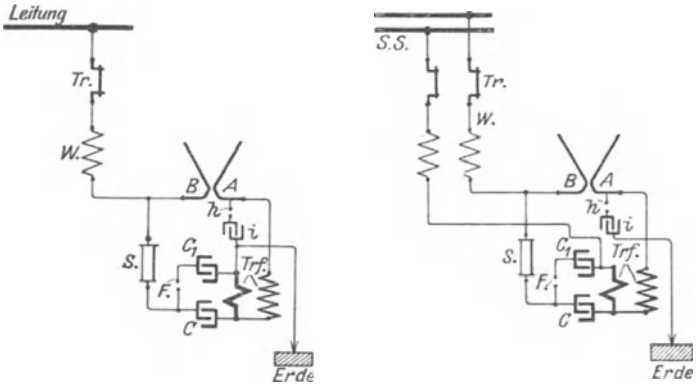


Fig. 349 a und b. Schaltbilder des S. S. W.-Relais-Hörnerableiters. Schutz zwischen Leiter und Erde. Schutz zwischen den Leitungen.

Von allen Funkenstrecken am besten hat sich bisher die bekannte Hörnerfunkenstrecke bewährt. Ihre Wirkungsweise ist kurz folgende. Der der Entladung nachfolgende Lichtbogen, der von der Betriebsspannung erzeugt wird, steigt infolge elektrodynamischer Wirkungen an den Hörnern rasch und sicher empor, bis er oben abreißt und erlischt. Da der Widerstand des Lichtbogens mit zunehmender Vergrößerung allmählich steigt, geht auch die Unterbrechung des durch den Lichtbogen gebildeten Stromkreises allmählich vor sich und die Bildung gefährlicher Überspannungen wird vermieden.

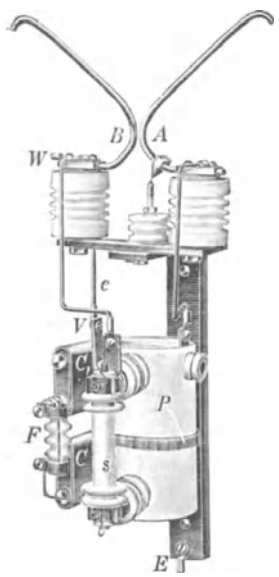


Fig. 350. Relais-Hörnerableiter der S. S. W.

Die Entfernung der Hörner, die sog. Schlagweite, darf aber nicht beliebig gewählt werden, sondern richtet sich nach der Höhe der Betriebsspannung. Die kleinste Schlagweite, die noch zulässig ist, beträgt bei Aufstellung der Hörner in gedeckten Räumen etwa 3 mm, weil darunter zu fürchten ist, daß der Luftraum zwischen den Hörnern durch Insekten, Staub usw. überbrückt wird. Diese entspricht einer Überschlagsspannung von etwa 7500 bis 8000 Volt, oder, wenn die Hörner z. B. bei dem 1,5-fachen Betrage der Betriebsspannung ansprechen sollen, einer normalen Spannung von 5000 Volt. Um aber die vorzüglichen Eigenschaften der Hörnerfunkenstrecke auch bei geringeren Betriebsspannungen ausnutzen zu können, sind eine ganze Reihe von Schaltungsformen und Konstruktionen entstanden. So benutzen z. B. die Siemens-Schuckert-Werke sog.

Relais-Hörnerableiter, für die zwei Schaltbilder in Fig. 349 und die praktische Ausführung in Fig. 350 dargestellt sind. Die Hörnerableiter arbeiten dabei mit größerer Schlagweite und erhalten die notwendige Empfindlichkeit durch ein Relais. Dasselbe besteht aus einem besonderen Schwingungskreise, durch welchen die Überspannung an den Hörnern so weit erhöht wird, daß die Funkenstrecke auch bei größerer Einstellung durchschlagen wird. Natürlich ist durch die Konstruktion des Apparates Vorsorge getroffen, daß die künstlich verstärkte Überspannung nicht in das Netz übertreten kann; sie bewegt sich vielmehr ausschließlich in einem Hilfsstromkreise.

Die Land- und Seekabelwerke A. G. benützen eine Hilfsfunkenstrecke (Erregerfunkenstrecke) zwischen den Hörnern, um letztere weiter einstellen zu können (Fig. 351). Sobald die Spannung zwischen den Elektroden die durch die Einstellung bestimmte Höhe überschreitet, tritt die kleine Hilfsfunkenstrecke in Tätigkeit, wodurch das Überschlagen der Spannung an den Hörnern augenblicklich eingeleitet wird. Die Hörner sind hier durch kupferne Platten ersetzt, um eine große Abkühlungsfläche der Elektroden zu erhalten.

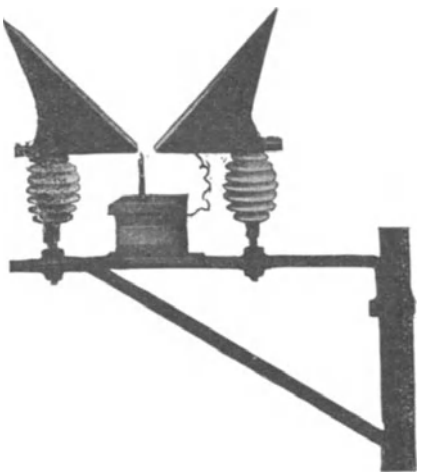


Fig. 351. Hörnerfunkenstrecke mit Hilfselektrode der Land- und Seekabelwerke A. G.

γ) Die Dämpfungswiderstände. Mit dem Ansprechen einer Funkenstrecke und darauffolgender Lichtbogenbildung wird der Überspannung ein Weg nach Erde geschaffen. Da aber in den Leitungen auch der Nutzstrom fließt, so wird derselbe ebenfalls zum Teil nach Erde abzugehen bestrebt sein. Sprechen andererseits die Funkenstrecken in zwei Phasen gleichzeitig an, so ist das gleichbedeutend mit einem Kurzschlusse zwischen den betreffenden Phasen. Um diesen Übelständen zu begegnen, die auf den gesamten Betrieb einwirken und starke, wiederum in Wellenform sich über das ganze Netz ausbreitende Spannungsstörungen verursachen würden, werden sog. Dämpfungswiderstände in die Erdleitungen der Überspannungsschutzvorrichtungen eingeschaltet, die demnach die Aufgaben haben, den Maschinenstrom zu begrenzen und Kurzschlüsse zu verhindern. Neben diesen sollen die Dämpfungswiderstände aber noch eine dritte Wirkung ausüben, und zwar die Überspannungsenergie vernichten, d. h. in eine solche Form umwandeln, daß keine neuen Überspannungen erzeugt werden; dies geschieht am günstigsten und leichtesten durch Wärmeentwicklung. Es wird sich demnach die Bestimmung der Größe und Ausführung der Dämpfungswiderstände danach zu richten haben, ob die Schutzvorrichtungen häufig oder verhält-

nismäßig selten arbeiten, also längere oder kürzere Einschaltezeiten in Betracht kommen sollen.

Ist der Schutz empfindlich eingestellt (sog. Feinschutz, siehe unten), so ist mit längerer Einschaltung und häufigerem Ansprechen zu rechnen. Für diesen Fall werden am zweckmäßigsten Ölwiderstände benutzt, bei denen das auf Porzellan aufgewickelte Widerstandsmaterial in einem Ölkessel untergebracht ist, und zwar weil durch diese Bauform dem Widerstande eine große Wärmekapazität gegeben wird. Zum Schutze gegen eine übermäßige Erhitzung des Öles sind Signalthermometer, Temperatursicherungen u. dgl. am vorteilhaftesten in Verbindung mit Alarmvorrichtungen in die Ölkessel einzubauen.

An Stelle von Ölwiderständen sind auch Wasserwiderstände mit fließendem Wasser und Metallwiderstände in fester Form (Land- und Seekabelwerke A. G.) im Gebrauch.

Sind die Funkenstrecken weniger empfindlich eingestellt (Grobschutz, S. 423), wird also vorausgesetzt, daß sie nicht häufig ansprechen und auch beim Arbeiten nur stets kurze Zeit eingeschaltet bleiben, so benutzt man je nach der Höhe der abzuleitenden bzw. zu vernichtenden Leistung Emaillewiderstände in ähnlicher Form wie die Erdungswiderstände oder Wasserwiderstände.

Die Emaillewiderstände eignen sich für mittlere Zentralen- bzw. Transformatorenleistungen. Wohl zu beachten ist aber bei ihrer Auswahl, daß sie bei Belastung ihren Ohmschen Widerstand nicht verändern dürfen, was z. B. bei Graphit und ähnlichem Widerstandsmaterial der Fall ist, denn es ist leicht einzusehen, daß der Widerstand gerade bei Belastung den notwendigen Betrag aufweisen muß, da er sonst nicht nur unbrauchbar, sondern eher gefährlich ist.

Handelt es sich um große Entladeleistungen, so sind die Wasserwiderstände besser am Platze. Sie bestehen z. B. aus einem Tonrohre mit Eisensockel, das mit Wasser gefüllt ist. Wenn irgend möglich, soll das Wasser zirkulieren. Bei stehendem Wasser muß besonders sorgfältige Bedienung vorhanden sein. Dieselbe hat sich zu erstrecken auf das Nachfüllen des mit der Zeit verdunstenden Wassers und die Kühlung des Wassers nach dem Ansprechen der Schutzvorrichtung.

Ganz allgemein haftet dem Wasserwiderstande der Nachteil an, daß beim Durchfließen großer Stromstärken mit einer heftigen Knallgasbildung gerechnet werden muß, die unter Umständen Explosionsgefahr im Gefolge haben kann.

Ganz allgemein gilt für alle Dämpfungswiderstände, daß sie nur solche induktionsfreier Natur sein dürfen, da Selbstinduktion dem Stromdurchgange einen hohen Widerstand entgegensetzt. Ferner muß der Widerstand in seinem Ohmbetrage mit den Schutzapparaten und den Verhältnissen der ganzen Anlage abgestimmt sein, weil anderenfalls z. B. bei zu großem Widerstande ein Ausgleich der Überspannungen nicht stattfinden kann.

e) Der Feinschutz. Da die Maschinen, Transformatoren, Kabel usw. je nach der Höhe der Betriebsspannung für eine Prüfspannung gleich

dem 2÷1,5fachen Werte der Betriebsspannung isoliert werden, so ist es allgemein üblich, die Funkenstrecken so einzustellen, daß sie bei der 1,5fachen Betriebsspannung ansprechen. Eine geringere Einstellung zu wählen, hat keinen Zweck, weil damit nur wenig gewonnen und der Betrieb der Anlage unnötig beunruhigt werden würde. Man bezeichnet nun einen diesen Bedingungen entsprechenden Überspannungsschutz bestehend aus Funkenstrecke und Dämpfungswiderstand als sog. „Feinschutz", der demnach in allen Hochspannungsanlagen vorhanden sein muß, gleichgültig ob die Leitungsanlage als Kabel oder Freileitung ausgeführt ist.

f) Der Grobschutz. Handelt es sich um ausgedehntere Freileitungsnetze, so benutzt man neben dem Feinschutz noch weiter eingestellte Funkenstrecken mit entsprechend stärkeren Dämpfungswiderständen (nicht solchen mit größerer Wärmekapazität), die etwa bei der 2÷2,5fachen Betriebsspannung in Wirksamkeit treten. Dieser sog. „Grobschutz" soll also nur im Notfalle ansprechen, und zwar in der Hauptsache dann, wenn atmosphärische Ladungen nach der unter ε) auf S. 411 beschriebenen Art zu fürchten sind. Der Grobschutz kommt daher lediglich bei größeren Freileitungsanlagen zur Anwendung.

Über die Anordnung der Überspannungsschutzvorrichtungen in bezug auf die Einrichtungen der Kraftwerke, Transformatorenstationen usw. wird erst im 36. Kap. gesprochen werden.

g) Der Schutzschalter. Derselbe ist im I. Bd., S. 84 bereits kurz erwähnt und in seiner Wirkungsweise erläutert worden. Er wird neuerdings nicht nur zum Einschalten großer Wechselstrommotoren, sondern auch bei Kraftübertragungsanlagen mit hoher Spannung zum Ein- und Ausschalten großer Transformatoren, Umformer und Kabel- sowie langer Freileitungsstrecken vielfach benutzt, weil er geeignet ist, Überspannungen schon im Entstehen zu unterdrücken. Namentlich beim plötzlichen Einschalten von Spulen mit Eisenkern treten oft sehr bedeutende Erhöhungen der Magnetisierungsstromstärke[1]) ein, die Verletzungen der Wicklungen verursachen können. Das ergibt sich aus folgender Überlegung.

Ist B die Höhe der Induktion, die notwendig ist, damit z. B. eine Spule mit Eisenkern die der aufgedrückten Klemmenspannung entsprechende Gegen-EMK erzeugt, so ist die totale Änderung der Induktion $= 2\,B$. Nach Abschalten der Spule besitzt dieselbe infolge des remanenten Magnetismus noch die Induktion B_0. Wird nun die Spannung im Momentanwerte Null auf die Spule geschaltet, so muß der Magnetisierungsstrom so stark sein, daß eine Induktion bis zu dem Betrage B_1 hervorgerufen wird, die gegeben ist durch:

$$B_1 - B_0 = 2\,B\,. \tag{211}$$

B_0 kann positiv oder negativ sein und somit B_1 mehr als das Doppelte der normalen Induktion betragen. Da heute die Sättigung der Eisenkörper von Maschinen, Transformatoren usw. so hoch getrieben wird,

[1]) Man bezeichnet diese Erscheinung auch als „Rush".

als nur irgend zulässig, so geht aus Gl. (211) hervor, daß der Magnetisierungsstrom ganz außerordentlich hohe Werte erreichen kann. Es sind Beträge bis zum Zehnfachen des normalen beobachtet worden. Im Verlauf einiger Perioden findet ein Ausgleich der Induktionen nach der positiven und negativen Seite statt, bis der normale Magnetisierungsstrom vorhanden ist.

Die Höhe des Stromstoßes hängt natürlich von der Phasenlage zwischen Strom und Spannung ab, und zwar wird das Anwachsen des Einschaltestromes um so geringer, je mehr das Einschalten im Augenblicke des Höchstwertes der Spannungskurve erfolgt. Da man aber eine Regelung nach dieser Richtung nicht vornehmen kann, so geht man zur Dämpfung des Stromstoßes in der Form vor, daß man das Einschalten in zwei Stufen ausführt. Durch den Vorschaltwiderstand entsteht schon beim normalen Magnetisierungsstrome ein verhältnismäßig großer Spannungsabfall, also wird die Spannung, die auf die Spule kommt, stark vermindert, und dadurch verhindert, daß die magnetische Induktion plötzlich von B_0 auf B_1 steigen muß.

Beim Ausschalten solcher Stromkreise wird die mit der plötzlichen Unterbrechung des Stromes verbundene Spannungserhöhung durch den Vorschaltwiderstand gedämpft.

Hinsichtlich der Anwendung derartiger Schultzschaltern geben z. B. die Siemens-Schuckert-Werke folgendes an:

a) zum Einschalten von Transformatoren bei Drehstromleistungen von mehr als 1000 KVA für alle Transformatoren;
b) zum Einschalten von Freileitungen (Dämpfung des Ladestromes), wenn das Produkt aus Leitungslänge in Kilometern und Betriebsspannung in Volt den Wert von $2 \cdot 10^6$ erreicht oder übersteigt;
c) beim Einschalten von Kabeln (Dämpfung des Ladestromes), wenn das Produkt aus Kabellänge in Kilometern und Betriebsspannung in Volt den Wert 100 000 erreicht oder übersteigt.

Wird besonderer Wert auf große Betriebssicherheit gelegt, oder muß mit häufigem Schalten gerechnet werden, so sind Schutzschalter noch vorzeitiger als nach den obigen Angaben zu benutzen.

Es sei ferner bemerkt, daß zur Überwachung der Öltemperatur in den Ölkesseln dieser Schalter wiederum Temperatursicherungen bzw. Signalvorrichtungen einzubauen sind.

Diese Schutzschalter haben also die Aufgabe, einen Schutz nur im Augenblicke des Ein- bzw. Ausschaltens zu bewirken, nicht aber im Betriebe selbst vorkommende Überspannungen und Überströme zu verhüten.

Selbstverständlich können die Schutzschalter auch mit Auslöservorrichtungen für Strom und Spannung versehen werden wie die gewöhnlichen Ölschalter. Es ist dabei aber darauf zu achten, daß der Schutzschalter einen Spannungsauslöser erhalten muß, wenn er an einer Abzweigung der Hauptleitung, z. B. für den Anschluß einer Transformatorenstation, eines Umformers u. dgl. liegt, und die

Hauptleitung am Anfange nur gewöhnliche selbsttätige Ölschalter besitzt. Bei dieser Ausführung wird dann verhindert, daß bei Störungen auf der Strecke z. B. beim Ausbleiben und bei der sofortigen Wiederkehr der Spannung in der Hauptleitung der Schutzschalter eingeschaltet bleibt und somit beim erneuten Einschalten der Strecke von der Zentrale aus für den Schutz der Transformatoren usw. unwirksam ist.

h) Streckenschutz bei Freileitungen. Sollen in ausgedehnten Freileitungsanlagen mit Holzmasten letztere z. B. in gewitterreichen Gegenden noch gegen Blitzschläge besonders geschützt werden, so versieht man die Mastspitzen mit sog. Auffangstangen. Das sind verzinkte Eisenstangen, ähnlich den Gebäudeblitzableitern, die eine Höhe von etwa 15÷20 cm über Mastspitze erhalten sollen und vorzüglich zu erden sind. Es ist natürlich anzustreben, jedem Maste eine solche Auffangstange zu geben. Hinsichtlich der Erdung derselben kann eine Verbilligung dadurch erzielt werden, daß man die Strecke mit einer durchgehenden Erdleitung an den Masten versieht, die nur an besonders sicheren Stellen geerdet wird. Solche Erdleitungen sollen wie die Blitzschutzseile — denn sie sind nichts anderes als diese — mindestens aus 35 mm² verzinktem Stahlseile bestehen. Ihre Anwendung bietet den weiteren allgemeinen Vorteil, daß alle in den Anschlußanlagen vorzunehmenden Erdungen z. B. von Motoren-, Schalter-, Stecker- usw. Gehäusen, wesentlich sicherer und zuverlässiger ausgeführt werden können, und dadurch die Niederspannungsanlagen an Betriebssicherheit und Gefahrlosigkeit außerordentlich gewinnen.

Bei Eisenmasten, die z. B. auf felsigem Boden stehen (siehe S. 163), ist der Einbau einer durchgehenden Erdleitung dringend zu empfehlen.

i) Die Resonanzerscheinungen. Die letzte Ursache für die Erzeugung von Überspannungen liegt in der Entstehung sog. Spannungsresonanz. Sie ist namentlich bei langen Hochspannungskabelstrecken und bei Freileitungsanlagen dann zu fürchten, wenn bei unverhältnismäßig geringer Generatorleistung infolge eines weit ausgedehnten Leitungsnetzes die Betriebsspannung sehr hoch gewählt wird.

Jeder Wechselstromkreis besitzt Ohmschen Widerstand w, Selbstinduktion L und Kapazität C. Je nachdem nun die Kapazität in Reihe oder parallel mit w und L liegt, sind zwei Fälle zu unterscheiden:

I. Reihenschaltung von w, L und C. Dieses ist der Fall bei einem an der Stromabnahmestelle offenen Kabel, einer Freileitung unter denselben Verhältnissen und dann, wenn eine belastete Leitung — gleichgültig ob Kabel oder Freileitung — mit induktiven Stromverbrauchern, z. B. Transformatoren oder Motoren, plötzlich in nur einer Phase unterbrochen wird.

II. Parallelschaltung von C mit w und L ist beim normalen Betriebe aller Wechselstromleitungen der Fall. Steht die Kapazität C der Leitung zu der Selbstinduktion im Kraftwerke in einem be-

stimmten Verhältnisse, so tritt Resonanz ein, und zwar dann, wenn z. B. im Falle I:

$$\omega \cdot L = \frac{1}{\omega \cdot C} = 0 \quad \text{also} \quad L = \frac{1}{\omega^2 \cdot C}$$

oder:

$$c = \frac{1}{2\pi\sqrt{L \cdot C}}$$

ist. Die allgemeine Gleichung für einen Stromkreis, in welchem eine sinusförmig verlaufende EMK wirksam ist:

$$J = \frac{E}{\sqrt{w^2 + \left(\omega \cdot L - \frac{1}{\omega \cdot C}\right)^2}}$$

geht dann über in:

$$J = \frac{E}{w},$$

woraus ohne weiteres zu ersehen ist, daß selbst bei kleiner Betriebsspannung eine Überspannung entsteht, die der Isolation des Stromkreises sehr gefährlich werden kann.

Da die Ableitung der Gleichungen über Strom- und Spannungsresonanz in allen Lehrbüchern der Wechselstromtechnik[1]) zu finden ist, soll hier davon Abstand genommen werden, auf die rechnerischen Untersuchungen näher einzugehen.

Überspannungen durch Resonanz können durch keine der behandelten Überspannungsschutzvorrichtungen abgeleitet werden. Bei der Projektierung großer Kraftwerke mit Fernleitungen muß daher von vornherein untersucht werden, ob Resonanzgefahr besteht. Denn wird dieselbe nach Inbetriebnahme der Anlage festgestellt, so kann nur durch eine vollständige Abänderung Abhilfe geschaffen werden.

---

[1]) D. G. Benischke: Die Grundgesetze der Wechselstromtechnik. Heft 3 der Elektrotechnik in Einzeldarstellungen. — Derselbe: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik. Verlag von Julius Springer, Berlin. — Gallileo Ferraris: a. a. O.

IV. Abschnitt.

Die Aufstellung des Schaltplanes und die Auswahl der Instrumente und Apparate.

Nachdem die einzelnen Instrumente und Apparate in ihrer Bauart und Arbeitsweise erörtert worden sind, soll nunmehr dazu übergegangen werden, den Schaltplan zu entwerfen, also die einzelnen Instrumente und Apparate derart auszuwählen und zu gruppieren, daß das In- und Außerbetriebsetzen bzw. Zu- und Abschalten einzelner Teile der Anlage und die Überwachung, sowie die Regelung des Betriebes nach jeder Richtung mit der unbedingt zu fordernden Sicherheit, Schnelligkeit und Gefahrlosigkeit erfolgen kann. Unter dieses Kapitel fällt infolgedessen auch die Auswahl der Überstromschutzvorrichtungen für die einzelnen Stromkreise wie z. B. für die Generatoren, die Sammelschienen, die Hauptspeiseleitungen usw.

31. Die Meßinstrumente.

Die Auswahl der Instrumente an sich hinsichtlich ihrer Arbeitsweise richtet sich nach den Betriebsverhältnissen. Es ist hierüber im 27. Kapitel bereits ausführlich gesprochen worden. Die Anzahl der Instrumente für jeden Stromkreis ist tunlichst zu beschränken; es sollen nur die unbedingt erforderlichen Instrumente eingebaut werden, damit der Schalttafelbedienung nicht die Übersicht erschwert wird oder gar verloren geht.

Hinsichtlich der Anordnung der Instrumente gilt ganz allgemein ferner, daß der Spannungszeiger bzw. der Anschluß von Spannungsleitungen stets vor den Hauptmaschinenschaltern und vor den Sicherungen zu erfolgen hat, damit auch dann noch die Spannung festgestellt werden kann, wenn der Stromkreis offen ist, oder die Sicherungen zum Schmelzen gekommen sind. Alle anderen Meßinstrumente wie Stromzeiger, Leistungszeiger und Zähler, sollen tunlichst hinter der Sicherung bzw. dem selbsttätigen Schalter liegen, weil so Störungen in ihnen ebenfalls auf die Sicherungsvorrichtungen wirken und dieselben zum Ansprechen bringen. Bei den von den Sammelschienen abgehenden Stromkreisen sind die Meßinstrumente ebenfalls stets hinter den Schaltern anzuschließen, weil sie dann beim Öffnen des Stromkreises — sofern derselbe nicht als Ringleitung ausgeführt ist — spannungslos werden und infolgedessen gefahrlos untersucht werden können.

Es ist nach dieser Richtung daher bei dem Studium der Schaltbilder ganz besonders darauf zu achten, an welchen Stellen jedesmal die Instrumente liegen.

a) Gleichstrom. Bei Gleichstromgeneratoren und Akkumulatoren genügen Strom- und Spannungszeiger, sowie Zähler (Fig. 352). Besondere Spannungszeiger für jeden Maschinenstromkreis können dann entbehrt werden, wenn ein Spannungszeiger mit Spannungszeigerumschaltevorhanden ist. Stromzeiger für größere Stromstärken sind vorteilhaft an Nebenschlüsse anzuschließen. In Batteriestromkreisen werden neuerdings Stromzeiger mit dem Nullpunkte in der Mitte der Skala und mit zweiseitigem Zeigerausschlag an Stelle von Stromrichtungsanzeigern vorgezogen. Leistungszeiger sind entbehrlich, weil die Ermittlung der elektrischen Leistung aus den Angaben der Strom- und Spannungszeiger als Produkt dieser ($E \cdot J$) jederzeit ohne Schwierigkeit möglich ist.

Sollen die Stromstärken auch in den abgehenden Stromkreisen leicht feststellbar sein, so empfiehlt es sich, nur einen Stromzeiger zu benutzen, der dann ähnlich wie der Hauptspannungszeiger umschaltbar eingerichtet wird.

In Fig. 352 sind alle diese Instrumentenschaltungen eingezeichnet. Dieses Schaltbild bezieht sich auf ein Gleichstromkraftwerk mit 3 Generatoren und einer Akkumulatorenbatterie.

Jeder Generator erhält einen Stromzeiger *Str.Z.* und bei größeren Anlagen auch einen Spannungszeiger *Sp.Z.* Handelt es sich um kleinere Maschinen, oder muß die Anlage sehr billig gebaut werden, dann kann die Zahl der Spannungszeiger dadurch verringert werden, daß man nur ein durch einen kleinen Umschalter *Sp.U.* auf die einzelnen Meßstellen umschaltbares Instrument anordnet und zu diesem bei einer größeren Anzahl von Maschinen noch ein Instrument an den Sammelschienen (Generalvoltmeter).

Für die Parallelschaltung sind besondere Instrumente nicht erforderlich, weil dieselbe einfach und zwar folgendermaßen vorzunehmen ist:

Soll z. B. der Generator $G.G_{III}$. auf die bereits von den Maschinen $G.G_I$. und $G.G_{II}$. unter Spannung stehenden Sammelschienen *S.S.* parallel geschaltet werden, so ist derselbe zunächst mittels des Reglers *N.Reg.* auf die gleiche Spannung mit der der Sammelschienen zu bringen. Stimmen die Spannungen überein, so ist der automatische Schalter $Sch_{\max}$. zu schließen. Um nun die zugeschaltete Maschine zur Stromlieferung heranzuziehen, wird die Spannung der bereits arbeitenden Maschine um einen geringen Betrag ermäßigt. Infolge dieser Spannungsverschiedenheit tritt ein Ausgleichsstrom zwischen den Generatoren $G.G_I$. und $G.G_{II}$. einerseits und $G.G_{III}$. andererseits auf, der seiner Größe nach bestimmt ist durch den Spannungsunterschied und den Gesamtwiderstand der Maschinen, der Verbindungsleitungen und der Sammelschienen. Dieser Ausgleichsstrom hat das Bestreben, die Spannungen auszugleichen oder besser auf einen Mittelwert zu bringen, indem er die höhere Spannung zu verringern, die niedrigere

zu erhöhen sucht, und das auf Kosten der Leistungsabgabe der einzelnen Maschinen. Die höher erregte Maschine wird langsamer, die geringer erregten Maschinen schneller zu laufen bestrebt sein, bis eine Konstanz der Spannungen erreicht ist. Ändert man nun die Maschinenspannungen

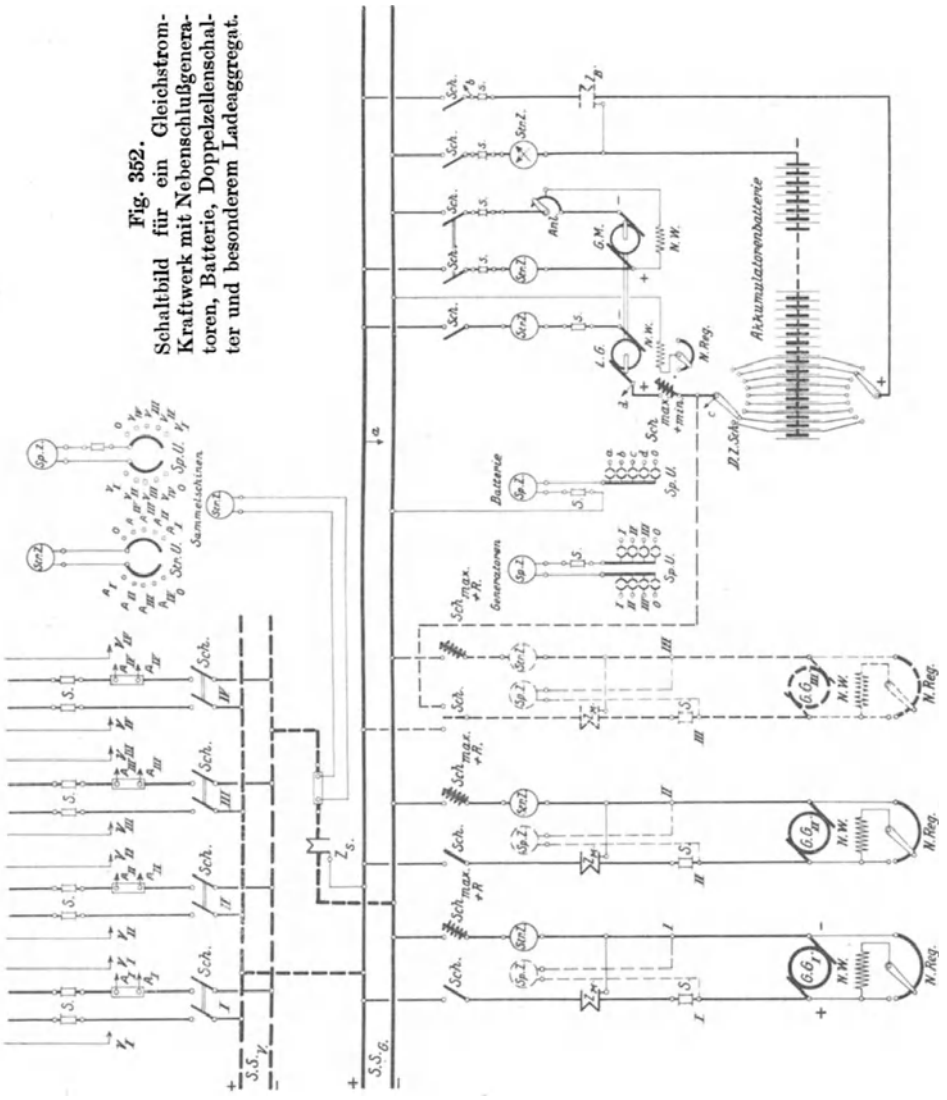


Fig. 352. Schaltbild für ein Gleichstrom-Kraftwerk mit Nebenschlußgeneratoren, Batterie, Doppelzellenschalter und besonderem Ladeaggregat.

immer weiter, so wird $G.G_{III}$. allmählich mehr und mehr Strom liefern. Auf diese einfache Weise ist die Leistungsverteilung auf die einzelnen Generatoren in jeder gewünschten Form möglich.

Für die Akkumulatorenbatterie sind entweder je ein Stromzeiger im Lade- und Entladestromkreise oder ein gemeinsamer Stromzeiger

mit beiderseitigem Zeigerausschlage erforderlich und außerdem ein Spannungszeiger, wenn jeder Generator seinen eigenen Spannungszeiger erhält. Ist letzterer umschaltbar, so wird derselbe zumeist auch gleichzeitig für die Batterie benutzt.

b) Bei **Wechselstrom** läßt die Zahl der für jeden Stromkreis zu wählenden Meßinstrumente dagegen eine große Mannigfaltigkeit zu.

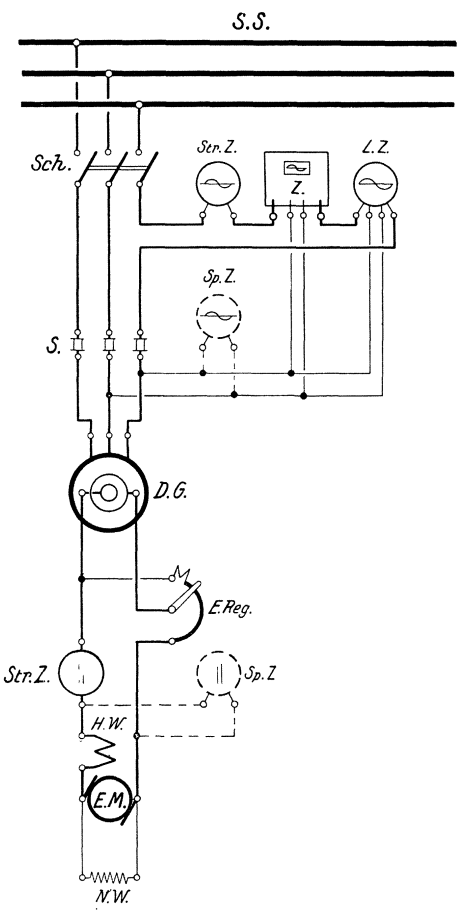


Fig. 353. Drehstromanlage bis 500 Volt mit Einfach-Sammelschienensystem; gleiche Phasenbelastung.

In den Generatorstromkreisen sind abgesehen von den Instrumenten für die Parallelschaltung erforderlich: Strom- und Leistungszeiger und je nachdem, an welchen Stellen die erzeugte bzw. abgegebene Leistung aufgezeichnet werden soll, Zähler. In Fig. 353 ist für diese Instrumentenanordnung ein Schaltbild gezeichnet unter der Voraussetzung, daß es sich um Drehstrom bis 500 Volt und um eine Anlage handelt, die mit stets gleichbelasteten Phasen arbeitet. Meßtransformatoren können bei Spannungen bis 500 Volt fortbleiben, sofern nicht sehr große Stromstärken vorhanden sind, die dann allerdings die Benutzung von Stromtransformatoren erforderlich machen. Der in Fig. 353 gezeichnete Spannungszeiger *Sp.Z.* ist, wenn mehrere Maschinen zur Aufstellung kommen, und billig gebaut werden muß, entbehrlich, da mit den Spannungszeigern bei den Parallelschaltungsinstrumenten die Messung der Spannung jedes Generators vorgenommen werden kann.

Bei ungleich belasteten Phasen sind für jeden Generatorstromkreis zwei bzw. bei sehr reicher Instrumentierung drei Stromzeiger oder ein umschaltbares Instrument erforderlich, um jederzeit leicht feststellen zu können, wie groß die Abweichung der einzelnen Phasenbelastungen ist. Das Schaltbild Fig. 354 gibt für diesen Fall die Schaltung und die Zahl der Instrumente an und zwar wiederum zunächst ohne Benutzung von Meßtransformatoren. Der Spannungszeiger ist in Fig. 354 auf alle Phasen umschaltbar angedeutet.

Bei Spannungen über 500 Volt müssen stets Strom- und Span-

nungstransformatoren für die Meßinstrumente und Zähler benutzt werden. Es empfiehlt sich dann, von vornherein ungleiche Phasenbelastung anzunehmen, da besonders die Leistungszeiger und auch die Zähler für gleichbelastete Phasen schon bei geringen Unterschieden in der Phasenbelastung falsch zeigen. Ein Schaltbild für derartige Anlagen ist in Fig. 355 zur Darstellung gebracht. Es ist hinsichtlich dieses Schaltbildes ganz besonders darauf

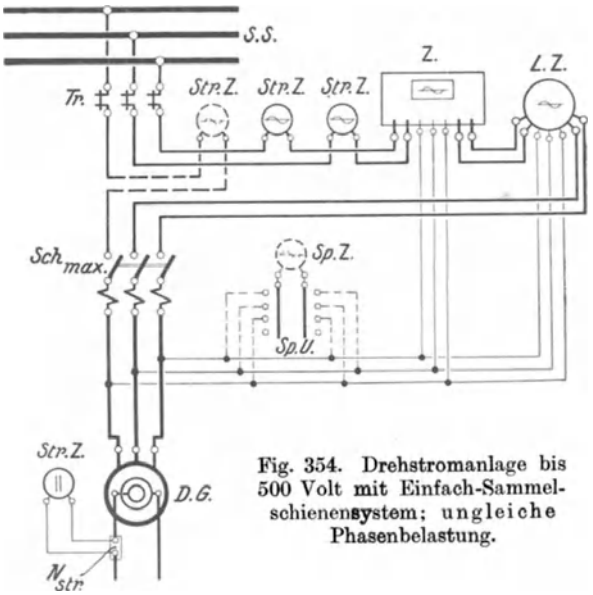


Fig. 354. Drehstromanlage bis 500 Volt mit Einfach-Sammelschienensystem; ungleiche Phasenbelastung.

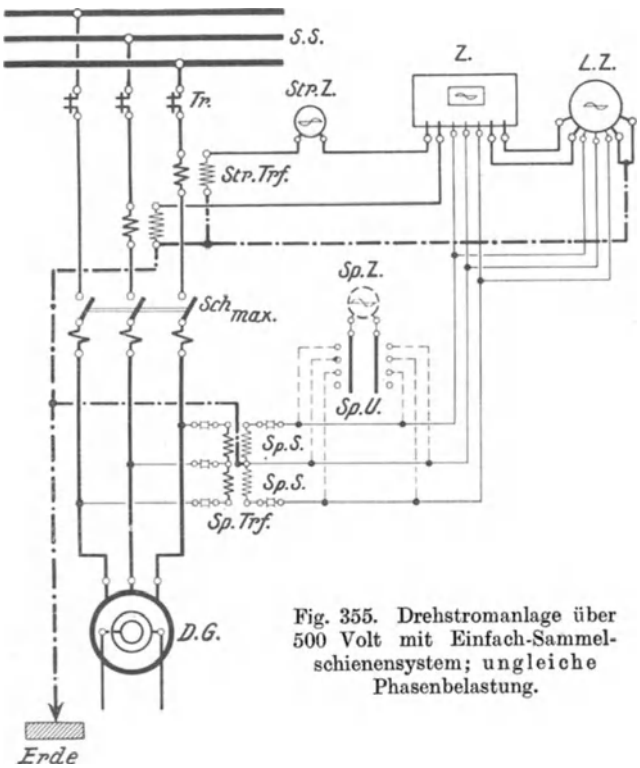


Fig. 355. Drehstromanlage über 500 Volt mit Einfach-Sammelschienensystem; ungleiche Phasenbelastung.

aufmerksam zu machen, daß die Meßtransformatoren einpolig niederspannungsseitig geerdet sind. Über die Sicherung der Spannungstransformatoren ist bereits auf S. 397 gesprochen worden. Selbstverständlich dürfen in die Erdungsleitung keine Sicherungen eingebaut werden.

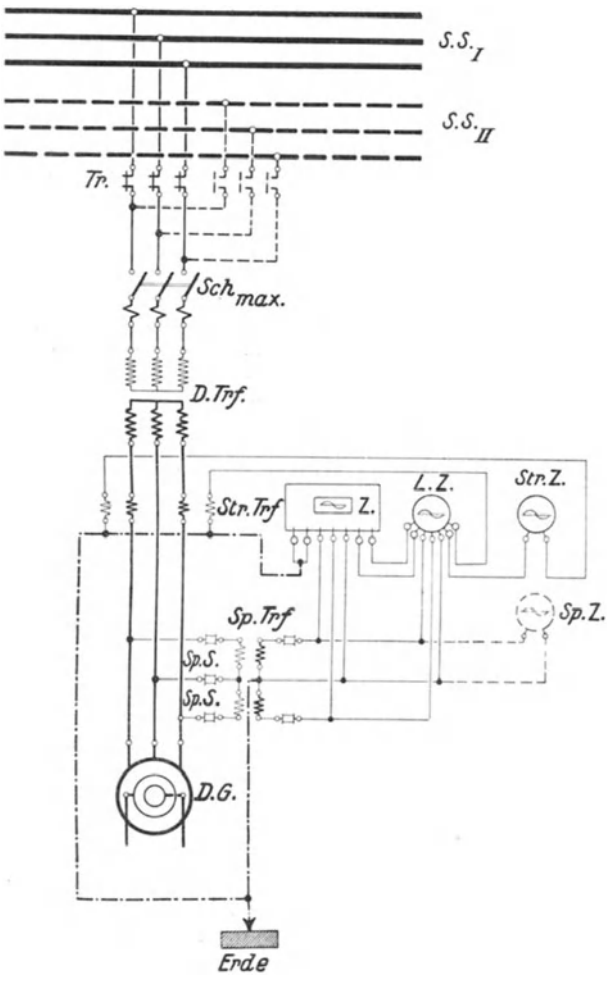


Fig. 356. Drehstromanlage mit Generator-Transformatorgruppe und Doppel-Sammelschienensystem.

Handelt es sich um sehr hohe Fernleitungsspannungen, die nicht mehr unmittelbar von den Generatoren erzeugt werden können, müssen demnach Leistungstransformatoren aufgestellt werden, so sind die Meßinstrumente tunlichst vor die Transformatoren zu legen, damit die Meßtransformatoren noch für die niedrigere Spannung gewählt werden können und infolgedessen billiger und in den Abmessungen kleiner ausfallen.

Bildet jeweils ein Generator und ein Transformator eine in sich geschlossene Gruppe, bei der dann der Maschinenschalter in der Regel auf der Hochspannungsseite des Transformators liegt, so besteht allerdings beim Einbau der Meßinstrumente vor dem Transformator der Nachteil, daß infolge von Störungen z. B. in den Stromtransformatoren der Generator durch den Schalter nicht selbsttätig stromlos gemacht werden kann. Es ist daher notwendig, daß die Stromtransformatoren nur in bester Ausführung und hinsichtlich ihrer Leistung, sowie ihrer Isolation genügend reichlich gewählt werden. In Fig. 356 ist auch für diesen Fall ein Schaltbild gezeichnet.

In den abgehenden Stromkreisen sollte man, sobald Meßtransformatoren erforderlich sind, Meßinstrumente tunlichst wenig einbauen,

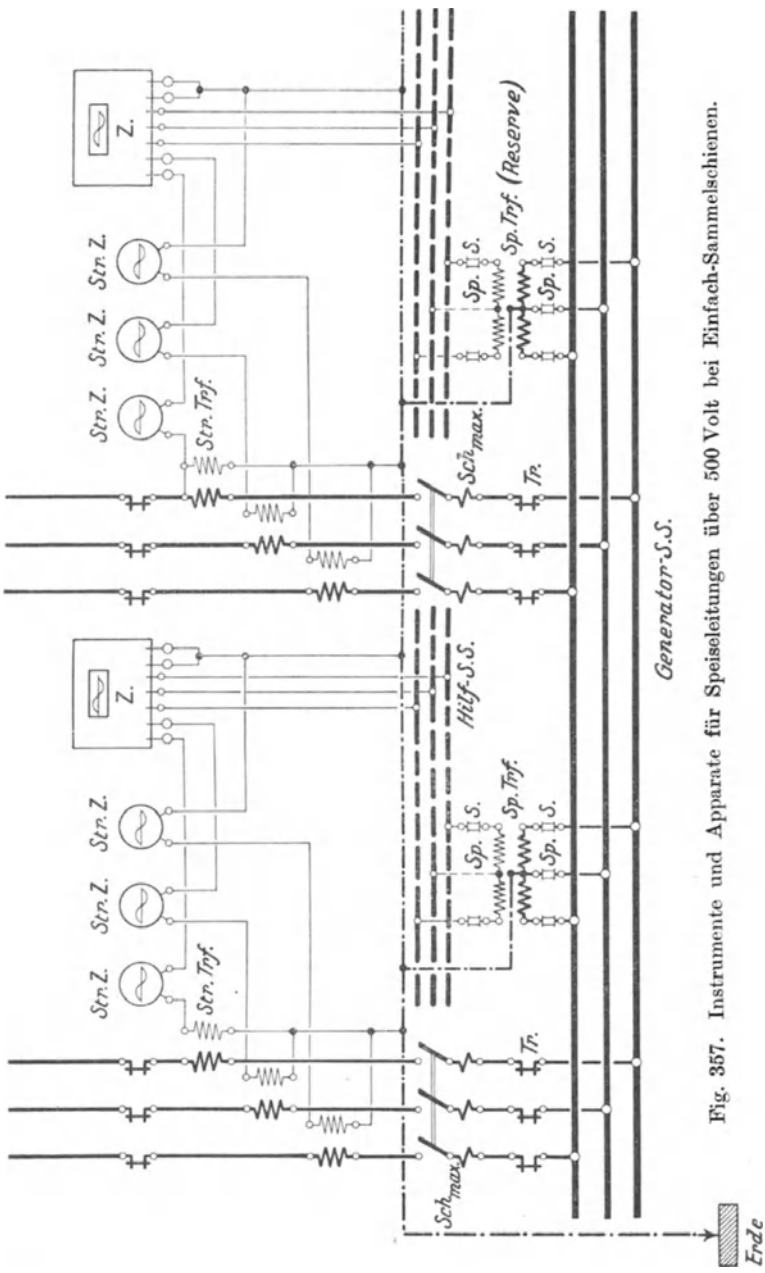


Fig. 357. Instrumente und Apparate für Speiseleitungen über 500 Volt bei Einfach-Sammelschienen.

erstlich weil sie zusammen mit den Meßtransformatoren sehr kostspielig werden, weil ferner die Raumbeanspruchung für die Schaltanlage bedeutend größer ausfällt, also auch nach dieser Richtung eine Ver-

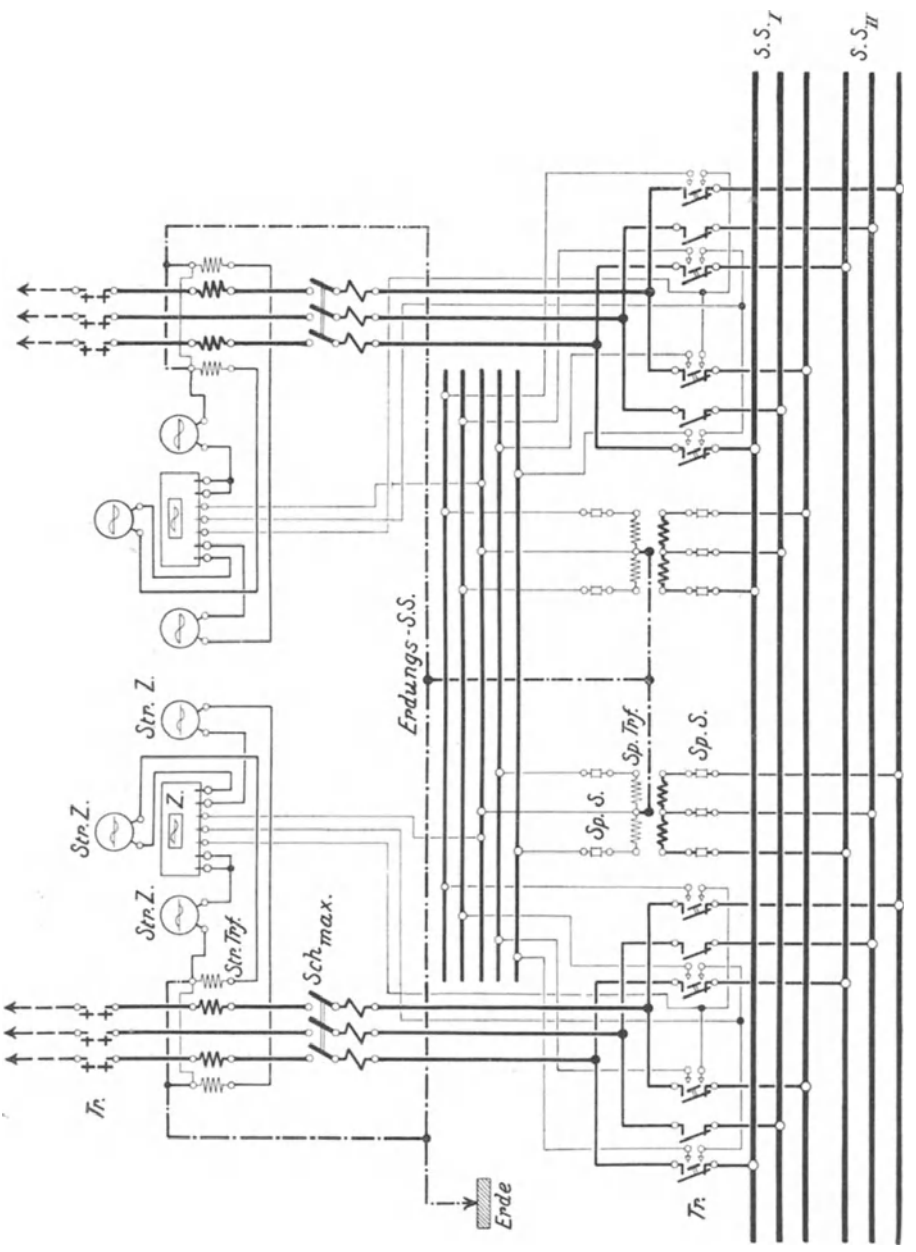


Fig. 358. Instrumente und Apparate für Speiseleitungen über 500 Volt bei Doppel-Sammelschienen.

teuerung der Gesamtanlage eintritt, und weil schließlich die Meßtransformatoren für die Oberspannung zu wählen sind. Werden dennoch Instrumente an diesen Stellen verlangt, so sind nur Stromzeiger, und zwar dann für jede Phase ein besonderes Instrument oder ein umschalt-

bares Instrument zu empfehlen, da in großen Anlagen zumeist ungleiche Phasenbelastung vorhanden ist (Fig. 357). Werden für jeden Stromkreis außerdem noch Zähler gefordert, so ist die Spannung für diese beim Einfachsammelschienensystem von nur einem Spannungstransformator abzunehmen, der an die Sammelschienen angeschlossen wird (Fig. 357). Beim Doppelsammelschienensystem muß natürlich für jede Sammelschiene ein Spannungstransformator vorhanden sein, der dann zweckmäßig durch Hilfskontakte an den Trennschaltern jedesmal mit dem Zähler, der ebenfalls auf die verschiedenen Sammelschienen umzuschalten ist, in Verbindung gebracht wird. Die Fig. 358 zeigt hierfür ein Schaltbild, das keiner weiteren Erklärung mehr bedarf. Für diese Spannungstransformatoren sollte stets von vornherein Reserve beschafft werden.

In die Erregerstromkreise der Generatoren sind in der Regel nur Stromzeiger einzubauen, die entweder unmittelbar oder unter Zwischenschaltung von Nebenschlüssen angeschlossen werden. Nur ausnahmsweise findet man auch noch Spannungszeiger, die allerdings an diesen Stellen wenig Wert haben.

c) Die Parallelschaltungseinrichtungen bei Wechselstrom. Die Parallelschaltung bei Wechselstrom ist nicht gleich einfach wie bei Gleichstrom, und zwar weil hier noch die Frequenz und die Phasenverschiebung d. h. der Bewegungszustand zwischen Strom und Spannung jeder Maschine beachtet werden müssen. Im I. Bd., S. 139 wurde die Parallelschaltung bereits kurz gestreift. Hier soll nun etwas ausführlicher auf dieselbe eingegangen werden.

Es war im I. Bd. gesagt worden, daß die zu bereits arbeitenden Maschinen oder zu einem unter Spannung stehenden Netze zuzuschaltende Maschine aufweisen muß: gleiche Frequenz, gleiche Spannung und gleiche Phase unter der Voraussetzung, daß die Phasenfolge an sich richtig ist. Es sind zu diesen Feststellungen wesentlich mehr Instrumente erforderlich als bei Gleichstrom.

α) Zum Vergleich der Frequenzen dienen die bereits im I. Bd., S. 141 besprochenen Frequenzmesser. Es sei hier noch hinzugefügt, daß zweckmäßig nur Doppelfrequenzmesser zu wählen sind. Die Einstellung der Frequenz erfolgt durch die Regelung der Geschwindigkeit der Antriebsmaschine und zwar entweder von Hand oder auf elektrischem Wege. Letzteres ist bei großen Antriebsmaschinen und besonders dort zu empfehlen, wo eine Verständigung zwischen Schalttafel- und Maschinenwärter nur schwer oder unsicher möglich ist. Fälle dieser Art liegen vor, wenn die Schaltanlage z. B. bei langgestreckten Maschinenräumen nicht in der Mitte, sondern an einer Seitenwand aufgestellt ist (Fig. 333).

β) Die elektrische Drehzahl-Einstellvorrichtung besteht im wesentlichen aus einem Elektromotor, der unter Zwischenschaltung eines Vorgeleges mit der Einstellspindel des Kraftmaschinenreglers verbunden ist. An dem Vorgelege müssen Endausschalter angebracht sein, die verhindern, daß die Einstellvorrichtung des Reglers über ihre

Endstellungen hinaus bewegt wird. Gesteuert wird der Elektromotor durch einen kleinen Umschalter, der auf der Schalttafel montiert ist. Dieser Umschalter muß derart gebaut sein, daß er nach dem Loslassen des Schaltgriffes selbsttätig in die Ausschaltestellung (Mittellage) zurückkehrt. Der Motor wird je nach der zur Verfügung stehenden Stromart als Gleichstrom-, Hauptstrom- oder Wechselstrom-Repulsionsmotor ausgeführt.

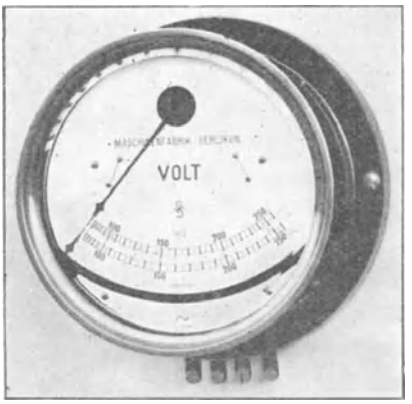


Fig. 359. Doppelspannungszeiger.

Bei räumlich vollständig von dem Maschinenraume getrennten Schaltanlagen (siehe S. 494) müssen entweder solche elektrischen Einstellvorrichtungen oder aber besondere Signalapparate (29. Kap.) gewählt werden, da telephonische Verständigungen zwischen der Schalttafel- und der Maschinenbedienung unzulässig lange Zeit erfordern, bis die Parallelschaltung vollzogen ist.

γ) Der Vergleich der Spannungen geschieht entweder an zwei getrennten Spannungszeigern oder mit Hilfe eines sog. Doppelspannungszeigers. Für die erstgenannten Instrumente kommen in der Regel Hitzdrahtinstrumente zur Anwendung. Es eignen sich aber hierzu auch alle anderen im 27. Kapitel behandelten Spannungszeiger.

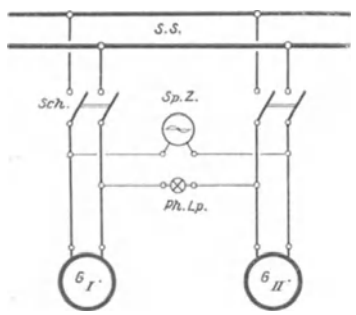


Fig. 360. Hellschaltung (ohne Spannungstransformatoren).

Der Doppelspannungszeiger vereinigt in sich zwei Meßsysteme mit zwei getrennten, über einer Skala spielenden Zeigern. Die Skala muß derart geeicht sein, daß die beiden Zeiger bei Spannungsgleichheit genau an derselben Stelle stehen. In Fig. 359 ist ein solcher Doppelspannungszeiger abgebildet. Der Vorteil eines derartigen Instrumentes liegt darin, daß die Beobachtungen mit größerer Genauigkeit erfolgen können.

δ) Zum Vergleich der Phasen benutzt man heute fast ausschließlich nur einen Spannungszeiger in Verbindung mit einer oder zwei Glühlampen. Letztere sind, wie schon hier bemerkt, nur als ein optisches Zeichen für den Schalttafelwärter aufzufassen, da nach ihren Angaben nicht geschaltet werden darf. Schaltet man nach Fig. 360 einen Spannungszeiger *Sp.Z.* zwischen ungleiche Pole der beiden Maschinen G_I. und G_{II}., so schwankt der Zeiger periodisch so lange, bis Phasengleichheit vorhanden ist. In diesem Augenblick zeigt das Instrument die doppelte Spannungshöhe. Legt man in die Verbindungsleitung

der zweiten ungleichnamigen Pole eine Glühlampe *Ph.Lp.*, so leuchtet dieselbe entsprechend den Spannungsschwankungen ebenfalls periodisch so lange auf und verlischt, bis Phasengleichheit eingetreten ist; ist letzteres der Fall, so zeigt die Lampe die Höchstleuchtkraft. Diese Schaltung wird

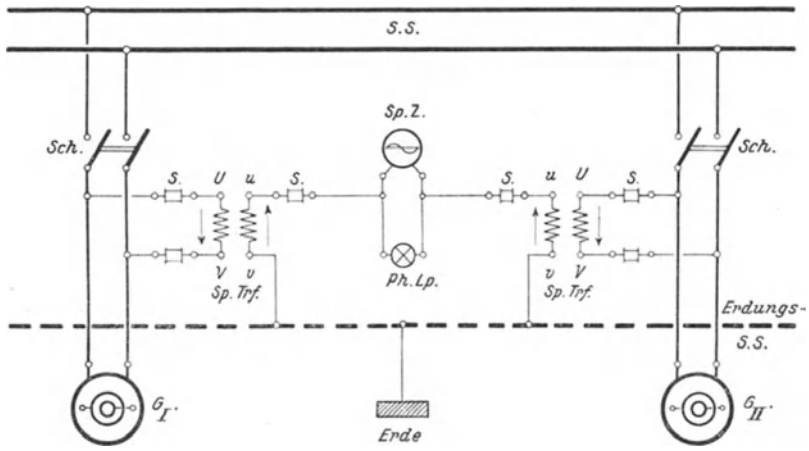


Fig. 361. Hellschaltung (mit Spannungstransformatoren).

als Hellschaltung bezeichnet. Die Vorteile derselben liegen in folgendem: Der Spannungszeiger hat die größte Empfindlichkeit, desglei-

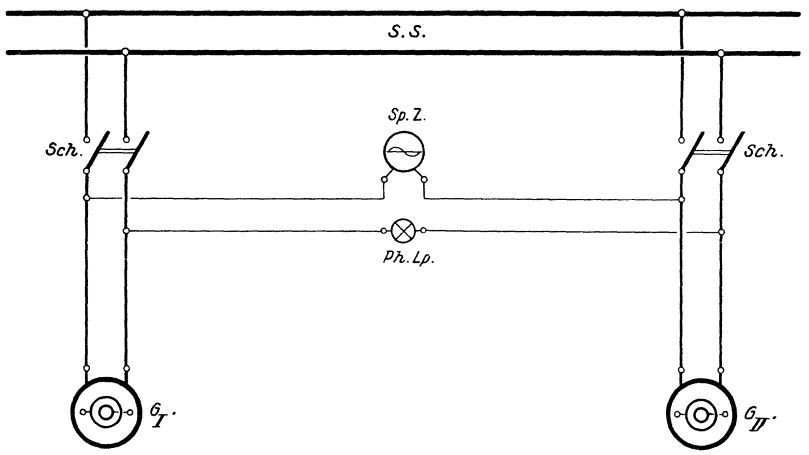


Fig. 362. Dunkelschaltung (ohne Spannungstransformatoren).

chen auch die Glühlampe, letzteres besonders aus dem Grunde, weil Unterschiede in der Leuchtkraft sehr augenfällig sind. Störungen an der Lampe bzw. bei Verwendung von Spannungstransformatoren *Sp.Trf.* an den Spannungssicherungen *S.* (Fig. 361) sind sofort bemerkbar, und es können infolgedessen Mißgriffe vermieden werden. Nachteilig bei

dieser Schaltung ist aber einmal, daß der Spannungszeiger für den doppelten Meßbereich ausgeführt werden muß; ferner ist bei Benutzung von Spannungstransformatoren nach Fig. 361 eine Umschaltung der Niederspannungswicklung eines Meßtransformators erforderlich, was zu Umständlichkeiten führt. Schließlich wird in den Vorschriften des V. D. E. verlangt, daß Spannungstransformatoren sekundär geerdet werden, was bei dieser Form der Schaltung nicht ohne weiteres möglich ist, und besonders aus diesem Grunde wird die Hellschaltung heute seltener angewendet.

Legt man den Spannungszeiger und die Glühlampe zwischen gleiche Pole der parallel zu schaltenden Maschinen nach Fig. 362, so treten ebenfalls periodische Schwankungen so lange ein, bis Phasengleichheit vorhanden ist. Ist letzteres der Fall, so steht der Zeiger des Instru-

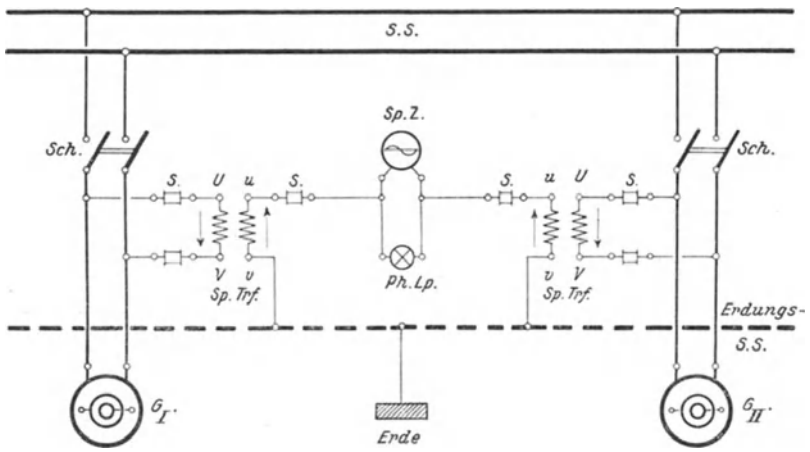


Fig. 363. Dunkelschaltung (mit Spannungstransformatoren).

mentes auf Null, und die Glühlampe leuchtet nicht. Man nennt diese Schaltung die „Dunkelschaltung". Zunächst die Nachteile derselben liegen darin, daß der Spannungszeiger, z. B. ein elektromagnetisches Instrument, in der Nähe des Nullpunktes geringere Genauigkeit besitzt, und die Glühlampe schon bei etwa 50 % der Spannung verlischt. Um nun insbesondere den Spannungszeiger empfindlicher zu machen, werden sog. Nullvoltmeter gebaut, die auch in der Nähe des Nullpunktes genügende Meßgenauigkeit aufweisen.

Das Durchbrennen z. B. einer Sicherung bei Verwendung von Meßtransformatoren (Fig. 363), das vielleicht zufällig kurz vor der Parallelschaltung eintritt, kann allerdings nicht bemerkt werden, und insofern sind Irrtümer dann nicht ganz ausgeschlossen.

Trotz dieser Nachteile wird die Dunkelschaltung heute fast ausschließlich angewendet und zwar insbesondere deswegen, weil man dabei die erwähnte Erdung der Niederspannungswicklung von Spannungstransformatoren vornehmen kann. Diese Schaltung wird daher in allen folgenden Schaltbildern benutzt.

Wenn aus den Angaben des Spannungszeigers auch erkannt werden kann, wann Synchronismus vorhanden ist, so gestatten die Zeigerschwankungen aber nicht, festzustellen, ob die zuzuschaltende Maschine zu schnell oder zu langsam läuft. Um nun auch dieses an der Schalttafel beobachten zu können — was auf die Schnelligkeit, mit der die Parallelschaltung erzielt werden kann, besonders dann von Bedeutung ist, wenn plötzlich Störungen an einer arbeitenden Maschine eintreten, und eine neue Maschine als Ersatz eingeschaltet werden muß —, sind noch eine Anzahl besonderer Instrumente in Gebrauch, auf die hier allerdings nicht ausführlicher eingegangen werden kann. Ist ein Doppelfrequenzmesser vorhanden, so kann man aus dessen Angaben den Geschwindigkeitsunterschied ohne weiteres erkennen. Bis vor kurzem benutzte man aber noch besondere sog. Lampenapparate und Synchronoskope. Erstere bestehen aus einer Anzahl von Glühlampen, die derart in den Stromkreis zwischen die parallel zu schaltenden Maschinen gelegt sind, daß ein sich drehender Lichtkegel erzeugt wird, der sich links oder rechts bewegt, je nachdem die zuzuschaltende Maschine zu schnell oder zu langsam läuft. Der Apparat ist aber in der Anschaffung verhältnismäßig teuer, weil er bei Spannungen über 250 Volt entweder Drehstrom- oder je zwei Einphasenstrom-Spannungstransformatoren erforderlich macht. Da er gegenüber den Frequenzmessern keine besonderen Vorzüge hat, wird er heute immer seltener angewendet.

Ähnlich arbeiten auch die Synchronoskope, die nur für Drehstrom gebaut werden. Auch hier sind die teureren Spannungstransformatoren notwendig. Ein Zeiger, der im Mittelpunkte gelagert ist, dreht sich entweder links oder rechts über eine Skala und spielt auf eine Marke ein, sobald Synchronismus vorhanden ist. Auch dieses Instrument wird heute immer seltener benutzt.

ε) Zu erwähnen ist ferner noch die sog. automatische Parallelschaltungsvorrichtung, die, wie schon die Bezeichnung erkennen läßt, das Parallelschalten der Maschinen selbsttätig vornimmt, also unabhängig ist von der Schalttafelbedienung. Auch diese Vorrichtung hat sich bisher nur verhältnismäßig wenig Eingang in die Praxis zu verschaffen gewußt (siehe S. 522). Das ist wohl hauptsächlich darauf zurückzuführen, daß der Apparat kompliziert ist und einer sehr sorgfältigen Wartung und Einstellung bedarf. Versagt derselbe, so kann unter Umständen eine recht unliebsame Betriebsstörung die Folge sein, wenn nicht noch eine andere von der Beobachtung des Schalttafelwärters abhängige Instrumentenanordnung für die Parallelschaltung vorhanden ist. Bei der Verwendung normaler Meßinstrumente kann man sich in solchen Störungsfällen naturgemäß viel leichter helfen.

ζ) Die Anordnung der Parallelschaltungsinstrumente. Hat man sich über die Wahl der Instrumente schlüssig gemacht, so ist weiter zu entscheiden, an welcher Stelle dieselben einzuschalten sind, und zwar sind hierfür zwei grundsätzliche Verschiedenheiten zu beachten, die sich darauf beziehen, ob man die zuzuschaltende Maschine auf die Sammelschienen oder auf bereits im Betriebe befindliche Maschinen

synchronisiert. Das Parallelschalten auf die Sammelschienen ist tunlichst zu vermeiden, weil besonders in größeren Kraftwerken die Sammelschienen, von denen die Fernleitungen unmittelbar abgehen, eine höhere Spannung aufweisen als die Generatoren. Letztere werden bis heute für Spannungen über etwa 10 000 Volt nicht ausgeführt, und bis zu dieser Spannungsgrenze können die Spannungstransformatoren noch mit Masseisolation hergestellt werden. Auf den Vorteil einer solchen Isolierungsart ist bereits auf S. 396 hingewiesen worden. Außerdem bieten die Spannungstransformatoren für sehr hohe Spannungen, etwa 30 000 Volt und mehr, nicht die gleiche Betriebssicherheit wie solche mit Masseisolation. Schließlich ist zu bedenken, daß auch die Abmessungen der Transformatoren selbst und diejenigen der zugehörigen Hochspannungssicherungen recht erheblich werden, die Schaltanlage infolgedessen einen größeren Raum erfordert und unter Umständen wesentlich teurer wird. Aus diesen Gründen empfiehlt es sich, stets die Maschinen untereinander zu synchronisieren.

Ganz allgemein ist es ferner selbst dann, wenn die Sammelschienen die gleiche Spannung wie die Generatoren aufweisen, vorteilhafter, nicht jeden Generator auf die Sammelschienen, sondern die Maschinen untereinander parallel zu schalten, weil häufig in den Sammelschienen noch Trennschalter liegen und dann Umschaltungen hochspannungsseitig für die Meßtransformatoren notwendig werden. Da in den Generatorstromkreisen an sich Spannungstransformatoren eingebaut werden müssen, um die Generatorspannung jederzeit feststellen zu können, ferner z. B. für Zähler und Leistungszeiger, so liegt es auf der Hand, diese Spannungstransformatoren mit für die Parallelschaltungsinstrumente zu verwenden, während man im anderen Falle noch besondere Transformatoren an den Sammelschienen notwendig hat. Die Anlage wird infolgedessen beim Synchronisieren der Maschinen untereinander einfacher und billiger.

Sind dagegen zwei Kraftwerke untereinander parallel zu schalten, wie es heute häufiger in Gebieten vorkommt, die durch eine Anzahl von Überlandzentralen mit Strom versorgt werden, so muß man notgedrungen in der Verbindungsfernleitung der Kraftwerke Meßtransformatoren für die vorhandenen hohen Spannungen wählen. Es müssen dann nämlich die Maschinen des einen Kraftwerkes auf die Fernleitung des zweiten Werkes synchronisiert werden, und letzteres steht nur mit der Sammelschienenspannung zur Verfügung.

In den Fig. 364 bis 366 sind nun drei Schaltbilder für den Anschluß der Parallelschaltungsinstrumente dargestellt. Benutzt ist in diesen Schaltplänen stets die Dunkelschaltung und die einfachste Instrumentenanordnung indessen, um sie allgemeiner zu gestalten, stets unter Zwischenschaltung von Spannungstransformatoren. Ferner ist angenommen, daß die Sammelschienen höhere Spannung als etwa 10 000 Volt führen. Schließlich ist auch die Parallelschaltung mit einem zweiten Kraftwerk berücksichtigt.

Für die Verbindung zwischen den einzelnen Generator-Synchronisierumschaltern und den Parallelschaltungsinstrumenten wurden Sammelschienen benutzt, um eine klare Übersicht zu gewinnen. Die Umschalter *Sp.U.* werden am zweckmäßigsten auf den Schalttafelfeldern der entsprechenden Maschinen untergebracht. Nur bei Schaltsäulen ist die

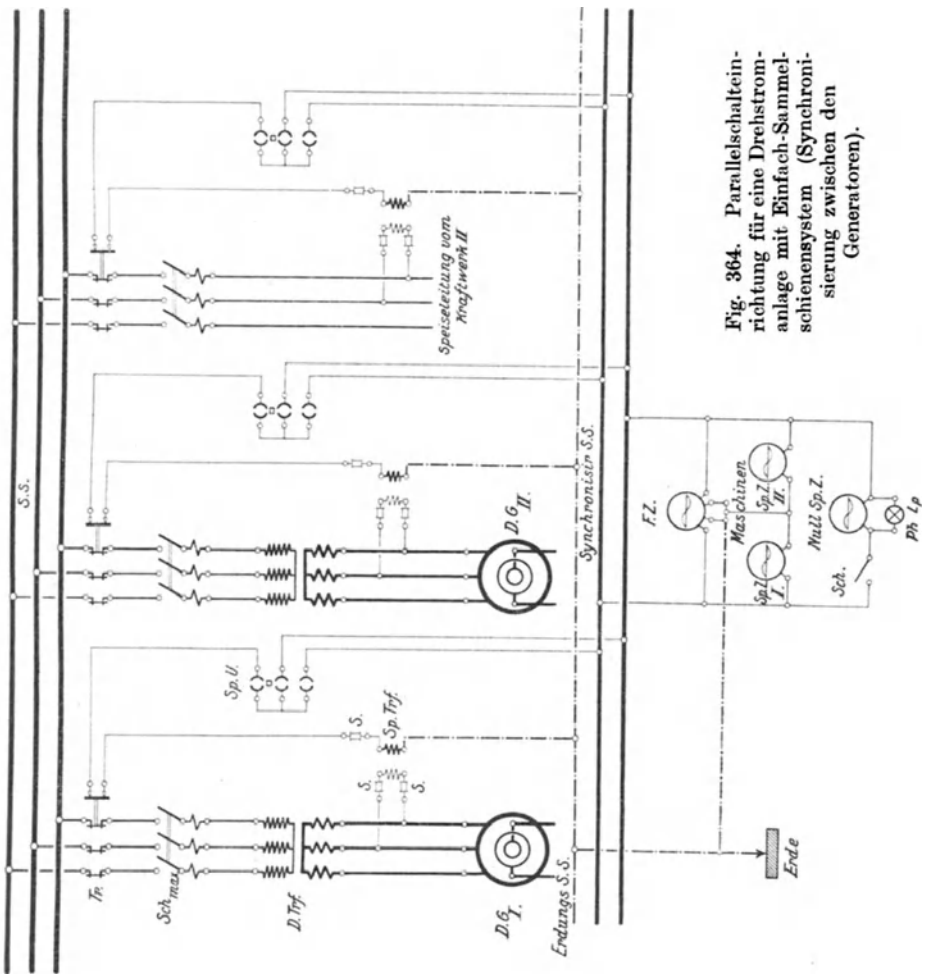


Fig. 364. Parallelschalteinrichtung für eine Drehstromanlage mit Einfach-Sammelschienensystem (Synchronisierung zwischen den Generatoren).

Zentralisierung aller Umschalter *Sp.U.* notwendig. Selbstverständlich behalten die Schaltbilder ihre Gültigkeit auch dann, wenn die Spannungstransformatoren fortfallen.

In Fig. 364 handelt es sich um ein Kraftwerk mit Einfachsammelschienensystem und um die Parallelschaltung zwischen Generator und Generator. Die Trennschalter sind mit Hilfskontakten ausgerüstet, die derart mit den Umschaltern *Sp.U.* für die Synchronisierungsinstrumente

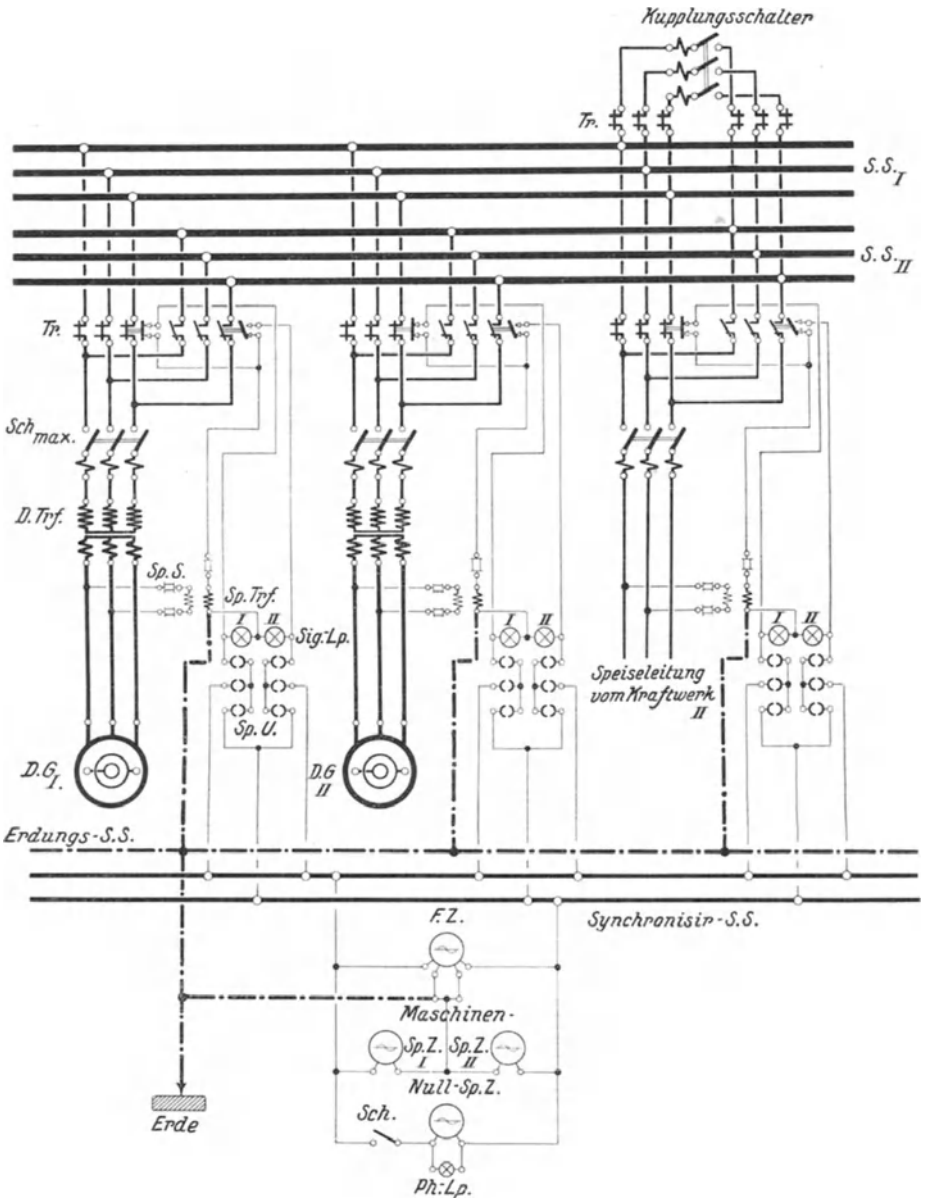


Fig. 365. Parallelschalteinrichtung für eine Drehstromanlage mit Doppel-Sammelschienensystem (Synchronisierung zwischen den Generatoren).

verbunden sind, daß Fehlschaltungen nicht vorkommen können. Die Spannungstransformatoren liegen in der Unterspannung für die Generatorstromkreise, für die Fernleitung des zweiten Kraftwerkes in der Oberspannung.

Die Fig. 365 zeigt die Synchronisierschaltung wiederum bei Phasenvergleichung zwischen Generator und Generator für eine Anlage mit Doppelsammelschienen, die ferner miteinander oder mit den anderen Kraftwerken parallel geschaltet werden sollen. Dieses geschieht durch

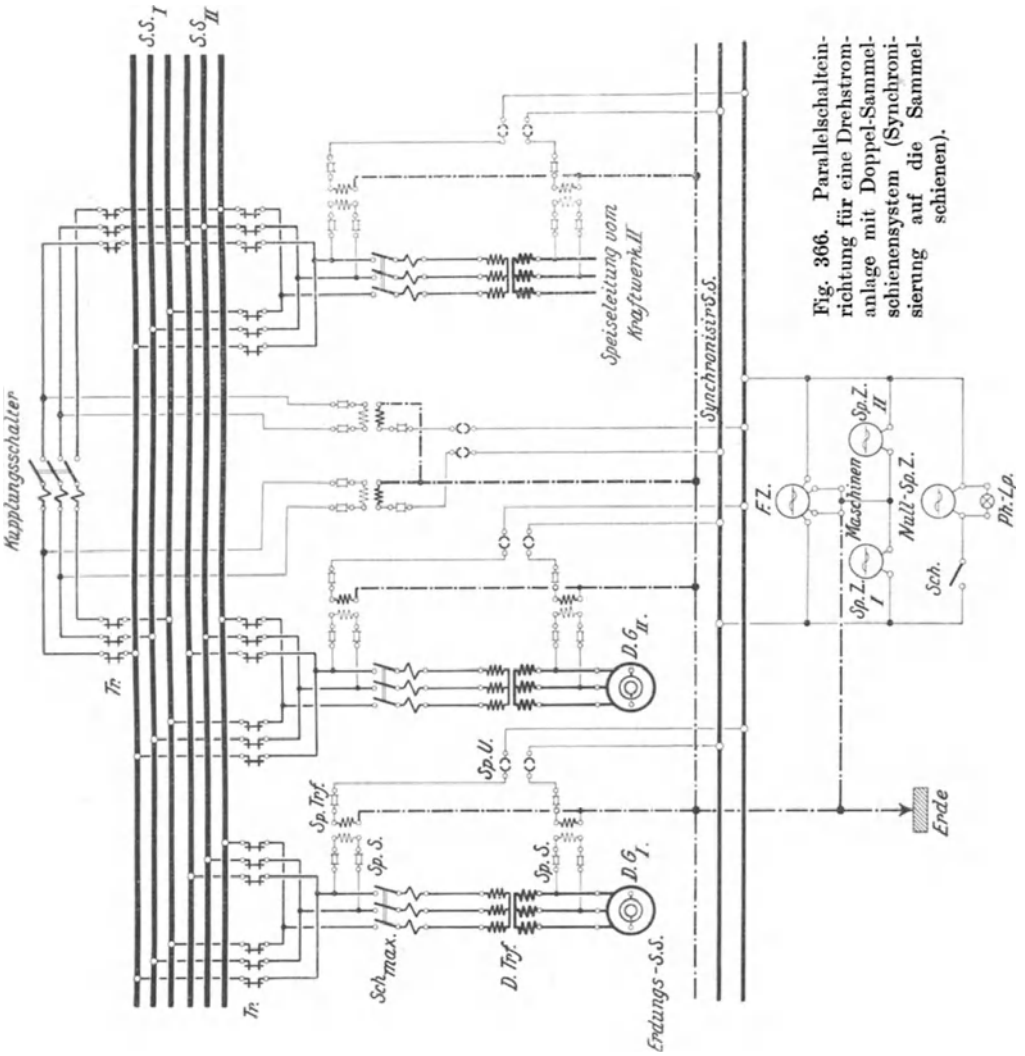


Fig. 366. Parallelschalteinrichtung für eine Drehstromanlage mit Doppel-Sammelschienensystem (Synchronisierung auf die Sammelschienen).

einen besonderen sog. Kupplungsschalter. Die Anschlußstellen für die Spannungstransformatoren sind die gleichen wie in Fig. 364. Besondere, farbige Signallampen *Sig.Lp.* über jedem Umschalter *Sp.U.* zeigen der Schalttafelbedienung an, nach welchen Sammelschienen die Trennschalter der einzelnen Generatorstromkreise geschlossen sind. Diese Ausführung ist besonders empfehlenswert, weil sie die Betriebsführung sicherer ge-

staltet insofern, als auch der Schalttafelwärter von vornherein, ohne seinen Platz verlassen zu müssen, übersehen kann, ob die Trennschalter richtig geschaltet sind.

Ein dritter Fall schließlich ist in Fig. 366 gezeichnet, bei welchem es sich ebenfalls um das Doppelsammelschienensystem handelt. Hier allerdings werden die Generatoren und die Speiseleitung des zweiten Kraftwerkes auf die Sammelschienen parallel geschaltet. Ferner soll wiederum der Parallelbetrieb der Sammelschienen selbst untereinander stattfinden können. Bei dieser Schaltungsform ist es nicht notwendig, den Trennschaltern Hilfskontakte zu geben. Einen großen Nachteil besitzt dieselbe aber und zwar, wie aus dem Schaltplan ohne weiteres zu erkennen ist, darin, daß die Zahl der Meßtransformatoren verdoppelt wird. Außerdem sind wesentlich mehr Meßtransformatoren für die Oberspannung erforderlich, wenn z. B. jedesmal Generator-Transformatorgruppen gebildet werden und der Maschinenschalter auf der Oberspannungsseite liegt. Beides verteuert die Anlagekosten unter Umständen ganz beträchtlich. Es ist daher nach Möglichkeit anzustreben, nicht diese Schaltung, sondern diejenige nach Fig. 365 zu verwenden.

32. Die Schalt- und Sicherungsapparate.

a) Gleichstrom. Die Spannungsgrenze, mit der Gleichstromkraftwerke arbeiten, liegt etwa bei 500 bis 750 Volt. Nur ganz vereinzelt und zwar in der Hauptsache für Bahnbetriebe arbeiten die Kraftwerke mit höherer Spannung. Wie nun auf S. 344 bereits hervorgehoben, kommen bei Gleichstrom bei den vorgenannten Spannungen nur selbsttätige Luftschalter, oder Sicherungen und Hebelschalter in Frage. Da hinsichtlich des Anwendungsgebietes für diese beiden Überstromschutzvorrichtungen das Wissenswerte schon bei der Besprechung derselben zur Erörterung gekommen ist, so wird es genügen, wenn die Verwendung der Apparate für ein Gleichstromkraftwerk an Hand des in Fig. 352 dargestellten allgemein gehaltenen Schaltplanes zur Erklärung kommt.

Die Generatoren werden in Einzelanlagen und bei kleinerer Leistung durch Sicherungen gegen Überlastungen geschützt und mittels Hebelschalter ein- oder ausgeschaltet. Bei großen Leistungen vereinigt man beide zu einem selbsttätigen Ausschalter, und zwar wählt man zumeist die reine Maximalstromauslösung. Für die abgehenden Stromkreise gilt das gleiche.

Handelt es sich um den Parallelbetrieb mehrerer Generatoren untereinander oder mit einer Akkumulatorenbatterie, so benutzt man in den Generatorstromkreisen für je den einen Pol eine Sicherung und einen Hebelschalter und je den anderen Pol einen Maximal- und Minimal- bzw. Maximal- und Rückstromschalter, letzteren aus Gründen der Parallelschaltung an sich (siehe S. 350) und um ein Arbeiten der Generatoren als Motoren zu verhüten.

In die Batteriestromkreise sind einzubauen entweder Sicherungen und Hebelschalter oder bei selbsttätigen Schaltern für den Ladestrom-

kreis (mit oder ohne Zusatzmaschine) Maximal- und Minimalschalter und für den Entladestromkreis Maximal-, und falls die Betriebsverhältnisse das besonders erforderlich machen, Spannungsrückgangsschalter.

An besonderen Apparaten kommen für Gleichstromanlagen noch in Frage die bereits genannten Umschalter für die Meßinstrumente und Zellenschalter für die Batterie, ferner unter Umständen Steuerschalter mit Anzeigevorrichtungen bei Fernantrieb von Überstrom- und Zellenschaltern.

Die Sammelschienen werden in der Regel einfach benutzt; nur in sehr großen Anlagen mit vielen abgehenden Stromkreisen wählt man heute auch bereits das Doppelsammelschienensystem. Über beide Formen der Sammelschienenausführung wird indessen erst im 33. Kap. eingehender gesprochen werden, da das dort Gesagte sinngemäß auch für Gleichstromanlagen Gültigkeit hat (siehe auch Fig. 429).

b) Wechselstrom. Bei dieser Stromart ist der Entwurf des Schaltbildes für das Kraftwerk, sofern es sich um kleine Anlagen handelt, ebenfalls nicht schwierig. Bei großen Anlagen dagegen bedarf die Auswahl der Apparate und die Aufstellung des Schaltplanes sehr eingehender Überlegungen.

Bei Einzelanlagen kleineren Umfanges und für Spannungen bis etwa 500 Volt kommen nur Sicherungen und Hebelschalter bzw. — ganz besonders bei Drehstrom — selbsttätige Schalter zur Anwendung. In Fig. 353 war das vollständige Schaltbild für eine derartige Anlage gezeichnet. Der Drehstromgenerator *D.G.* hat seine angebaute Erregermaschine *E.M.* Mittels des Erregerregulators *E.Reg.* wird der Generator auf Spannung gebracht. Die Stromlieferung auf Einfachsammelschienen *S.S.*, an die die einzelnen abgehenden Beleuchtungs- und Kraftstromzweige angeschlossen sind, erfolgt über Streifensicherungen *S.* und den dreipoligen Schalter *Sch.*

Es sei hier bemerkt, daß die Sicherungen in den Generatorstromkreisen stets vor den Schaltern, also möglichst nahe an der Maschine liegen sollen, damit sie den Generator vor allen Kurzschlüssen auch verursacht z. B. durch eine Störung am Maschinenschalter oder in den Meßinstrumenten und in den Zuführungsleitungen zur Schaltbühne schützen. Wohl zu beachten ist aber, daß dabei der Generator vor Störungen durch Fehler innerhalb der Maschine selbst z. B. Kurzschluß zwischen den Wicklungen, Körperschluß einer Phase u. dgl. nicht geschützt ist. Bei Anlagen kleinen und mittleren Umfanges werden Schutzmittel nach dieser Richtung nur ganz ausnahmsweise angewendet, weil die Generatoren heute so sicher gebaut werden können, daß Fehler innerhalb der Maschinen zu den Seltenheiten gehören. Anders ist es allerdings, wenn es sich um sehr große Generatoren für hohe Spannungen, um Parallelbetrieb und um sehr lange Leitungen zwischen Maschine und Schaltbühne handelt. Dann sind Schutzvorrichtungen auch gegen diese Störungsursachen nicht immer von der Hand zu weisen, und es wird daher auf S. 450 auch auf diese näher eingegangen werden.

Ist der Generator unmittelbar mit dem Stromverbraucher verbunden, bildet also eine solche Anlage gewissermaßen ein in sich geschlossenes Ganzes für jeden Maschinenstromkreis, wie das z. B. in elek-

trochemischen Betrieben (Karbid- und Stickstoffgewinnung) häufiger anzutreffen ist, so kann man gegenüber Fig. 353 die in Fig. 367 dargestellte Schaltung benutzen. Man läßt die Sicherungen und Hebelschalter bzw. den selbsttätigen Schalter fort, regelt den Stromkreis nur durch Änderung der Erregung und schützt den Generator vor Überlastungen dadurch, daß man Relais *R.* einbaut, die auf die Erregung einwirken. Diese Relais werden am zweckmäßigsten als unabhängige Maximalstromzeitrelais ausgeführt; sie können entweder in Ruhestrom- oder in Arbeitsstromschaltung arbeiten. In Fig. 367 ist die Ruhestromschaltung eingezeichnet. Steigt der Strom z. B. infolge Überlastung so hoch an, daß die Relaisanker angezogen werden, so wird der Hilfsstromkreis geöffnet, der bis dahin in bezug auf den Auslöser *A.M.* am Erregerregler *E.Reg.* kurzgeschlossen war. Der Auslöser erhält Strom und bringt den Kurzschlußschalter *K.Sch.* zum Ansprechen. Durch das Öffnen dieses Schalters wird in den Erregerstromkreis entweder der ganze Widerstand des im normalen Betriebe ausgeschalteten Teiles des Erregerreglers eingeschaltet oder, falls dieser Widerstand, was durch Rechnung festgestellt werden muß, nicht ausreicht, um die Spannung genügend herabzumindern, noch ein besonderer Widerstand *W.* Außerdem wird beim Öffnen des Schalters ein Alarmläutewerk in Tätigkeit gesetzt, das den Maschinisten sofort auf die Störung aufmerksam macht.

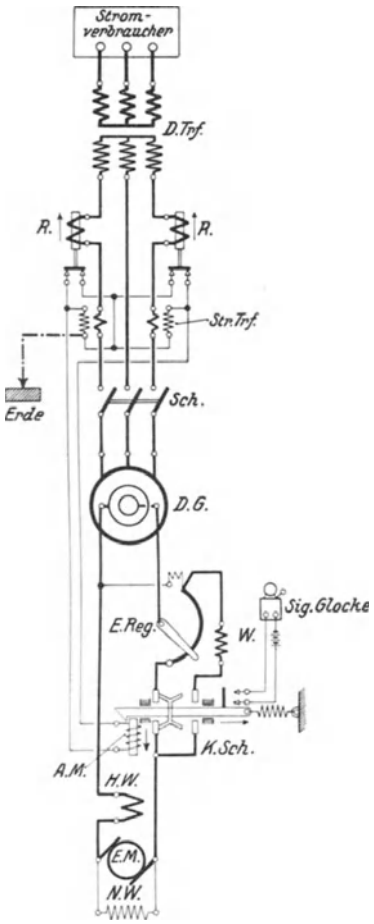


Fig. 367. Generator und Stromverbraucher zu einem geschlossenen Stromkreise vereinigt.

In Fig. 367 ist noch ein Leistungstransformator eingezeichnet, der die Spannung z. B. von 500 Volt auf einen verhältnismäßig sehr geringen Betrag zu transformieren hat. Da es sich dann unterspannungsseitig zumeist um sehr große Stromstärken handelt, wie sie z. B. in Karbidanlagen mit mehreren 1000 Amp. vorkommen, so ist es nicht zweckmäßig, hier in die Unterspannung die Meßinstrumente oder Apparate zu legen. Bei der Anordnung der Relais nach Fig. 367 wird im Falle eines Kurzschlusses auch innerhalb des Transformators die Erregung geschwächt und dadurch die Gefahr für die Maschine vermindert.

Handelt es sich um höhere Spannungen, um Parallelbetrieb mehrerer Generatoren innerhalb des Kraftwerkes und den Parallelbetrieb mehrerer Kraftwerke untereinander, so wird der Entwurf des Schaltbildes für ein Kraftwerk um so schwieriger, je größer die Zahl und die Leistung der Maschinen und die Zahl der abgehenden Stromkreise ist Dann ist besonders auf die Größe der einzelnen Schalter, die Auswahl der Überstrom-Schutzvorrichtungen und die Ausführung der Sammelschienen mit Rücksicht auf die unbedingt zu fordernde Elastizität in der Betriebsführung zu achten.

Für die Größe der Ölschalter im allgemeinen ist nicht allein die Betriebsstromstärke und die Betriebsspannung maßgebend, sondern in erster Linie der Kurzschlußstrom, den der Schalter zu unterbrechen hat. Dabei ist ohne weiteres einzusehen, daß die Höhe des letzteren an der Unterbrechungsstelle wesentlich davon abhängt, wie die Kurzschlußstelle zu dem oder den betreffenden Schaltern liegt, ob also z. B. durch gewisse Unterteilung der Sammelschienen, Zusammenfassung mehrerer Generatoren und Fernleitungen zu Gruppen, zwischengeschaltete Transformatoren, lange Leitungsstrecken u. dgl. die zu unterbrechende Kurzschlußstromstärke gemildert wird. Auch eisenlose Drosselspulen üben eine schwächende Wirkung auf die Kurzschlußstromstärke aus, und schließlich hängt letztere überhaupt von der elektrischen Ausführung der Generatoren ab. Schutzmaßnahmen nach dieser Richtung können also Veranlassung dazu sein, daß man die einzelnen Schalter kleiner wählen und infolgedessen an Anlagekapital Ersparnisse machen kann, ohne befürchten zu müssen, daß die Betriebssicherheit der Anlage ungünstig beeinflußt wird. Es genügt also nicht, einen Schalter nur für eine bestimmte z. B. die Dauerstromstärke, die der Stromkreis führen kann, zu wählen, sondern es ist besonders darauf zu achten, an welcher Stelle im Schaltbilde der Schalter liegt, und welcher Kurzschlußstrom im ungünstigsten Falle an dieser Stelle zu unterbrechen ist.

Der V. D. E. hat besondere Richtlinien für die Konstruktion und Prüfung von Wechselstrom-Hochspannungsapparaten aufgestellt. Nach diesen Vorschriften (Anmerkung zu § 4) ist unter Kurzschlußstrom nicht der erste beim Einsetzen des Kurzschlusses auftretende Stromstoß, sondern der Strom im stationären Zustande des Kurzschlusses zu verstehen. Dabei ist aber ferner für die Größe der Ölschalter noch maßgebend, ob der Schalter einen hohen momentanen Kurzschlußstrom zu unterbrechen hat, was z. B. dann der Fall ist, wenn die direkte Maximalstromauslösung angewendet wird.

Auch hinsichtlich der Bestimmung der Kurzschlußstromstärke sind von dem V. D. E. in den Richtlinien[1]) bestimmte Angaben

[1]) (Aus den Richtlinien § 5.) Zur Bestimmung des Kurzschlußstromes können mit einer für die Praxis genügenden Genauigkeit für normale Fälle im allgemeinen folgende Annäherungsregeln benutzt werden.

a) Bei Apparaten, welche ohne merkliche Widerstände an den Sammelschienen einer Zentrale liegen, ist, sofern bestimmte Werte für den beim Einsetzen des

gemacht. Es ist Rücksicht darauf zu nehmen, ob von den in einem Kraftwerke vorhandenen Generatoren entweder stets oder überhaupt einmal alle gleichzeitig im Betriebe sind, oder einzelne Generatoren nur als Reserve zur Verfügung stehen.

Im Anhange der Richtlinien sind eine ganze Anzahl von Beispielen für die Ermittlung der Kurzschlußstromstärke gegeben, auf die besonders hingewiesen sein mag, ohne auf sie näher eingehen zu können.

Ferner spielt beim Unterbrechen eines belasteten Stromkreises die in den Fernleitungen aufgespeicherte magnetische Energie $\frac{L \cdot J^2}{2}$ und die elektrische Energie $\frac{C \cdot E^2}{2}$ eine oft nicht zu unterschätzende Rolle, erstere dann besonders, wenn es sich um lange, oberirdisch verlegte Fernleitungen handelt, letztere, wenn die Fernleitungen als Kabel ausgeführt sind. Auch die Art der Strombelastung der einzelnen Leitungen ist von Bedeutung insofern, ob es sich um induktionsfreie oder induktive Stromverbraucher handelt. Bei großen Kraftübertragungsanlagen ist stets mit induktiver Belastung zu rechnen. Wie Versuche gezeigt haben, ist das Schaltfeuer beim Unterbrechen des belasteten induktiven Stromkreises infolge der beim Öffnen des Schalters freiwerdenden elektromagnetischen Energie stärker als bei induktionsfreien Stromkreisen.

Weiter ist darauf aufmerksam zu machen, daß bei der Bestimmung der Schaltergrößen auch auf Erweiterungen des Kraftwerkes

Kurzschlusses auftretenden Stromstoß bzw. den Strom im stationären Zustande des Kurzschlusses nicht zur Verfügung stehen, das Dreifache des bei Vollbelastung aller gleichzeitig arbeitenden Maschinen in die Sammelschienen fließenden Stromes anzunehmen.

b) Bei Apparaten, welche durch einen merklichen Widerstand mit einem Spannungsverlust von n% beim Normalverbrauche des betreffenden Abzweiges von den Sammelschienen der Zentrale getrennt sind, ist als Kurzschlußstrom anzunehmen $\frac{100}{n}$ des Normalstromes des Abzweiges.

c) Apparate in Ringleitungen sind wie unter b) zu bestimmen, wobei anzunehmen ist, daß die Stromzuführung nur aus dem Teile der Ringleitung erfolgt, bei welchem sich die ungünstigste Beanspruchung des Apparates ergibt.

Bei Apparaten, die in Abzweigungen von Ringleitungen liegen, gilt die Regel b) ohne Einschränkung.

d) Bei Apparaten hinter Transformatoren ist als Kurzschlußstrom — unter Annahme eines Spannungsabfalles von 3,3% in den Transformatoren — das $\frac{100}{3{,}3} = 30$fache des normalen Stromes der Transformatoren anzunehmen.

e) Bei Apparaten hinter Transformatoren, bei denen in der primären Zuleitung ein Spannungsverlust von n% bei Normalleistung der Transformatoren vorhanden ist, ist als Kurzschlußstrom anzunehmen $\frac{100}{3{,}3 + n}$ des normalen Transformatorenstromes.

f) Bei Apparaten hinter Transformatoren, bei denen in den primären und sekundären Leitungen ein Spannungsverlust von n_1 bzw. n_2% bei Normalleistung der Transformatoren auftritt, ist als Kurzschlußstrom anzunehmen $\frac{100}{3{,}3 + n_1 + n_2}$ des normalen Stromes in der Sekundärleitung.

g) In den Fällen b) bis f) ist für die Auswahl der Apparate als Kurzschlußstrom derjenige der Zentrale anzunehmen, wenn dieser kleiner als der errechnete ist.

Rücksicht genommen werden muß. Hierbei hat der projektierende Ingenieur besonders umsichtig zu Werke zu gehen, damit nicht etwa schon nach kurzer Betriebszeit durch die Aufstellung neuer Maschinen im Kraftwerke die eingebauten Schalter infolge der dann gesteigerten Kurzschlußstromstärke zu klein werden und durch größere ersetzt werden müssen. Die Ausgaben, die nach dieser Richtung für die erstmalige Beschaffung größerer Schalter zu machen sind, fallen in der Regel gegenüber den Änderungskosten bei Erweiterungen der Anlage so gering aus, daß sie zumeist auf die ersten Anlagekosten ohne Bedeutung sind.

Schließlich ist noch anzustreben, daß in den einzelnen Schaltertypen möglichst Einheitlichkeit herrscht einmal mit Rücksicht auf Reserveteile und ferner, um gewiß zu sein, daß an keiner Stelle zu gering bemessene Schalter vorhanden sind. Bei langen Fernleitungen, hohen Spannungen, beim direkten Einschalten von großen Transformatoren, Umformern und Motoren und schließlich, wenn die Fernleitungen als Kabel ausgeführt sind, ist es besonders empfehlenswert, die Hauptschalter als die Schutzschalter zu wählen, worauf nochmals besonders aufmerksam gemacht sei.

Für die Auswahl der Überstromschutzvorrichtungen sowohl für diejenigen in den Generator- als auch diejenigen in den Fernleitungsstromkreisen sind nun die folgenden drei Betriebszustände bestimmend: Überlastung, Kurzschluß und Rückstrom.

Ein Schutz gegen Überlastungen der einzelnen Generatoren ist in Kraftwerken nicht unmittelbar notwendig, da stets geschultes Personal vorhanden ist, das an den auf der Schalttafel zusammengefaßten Meßinstrumenten den Betrieb nach dieser Richtung überwachen und geeignete Maßnahmen treffen kann. Es haben daher die Überstromschutzvorrichtungen an diesen Stellen in der Regel die Aufgabe, die Generatoren in der Hauptsache vor Beschädigungen durch Kurzschlüsse zu schützen.

In den abgehenden Fernleitungen müssen dagegen Vorrichtungen zum Schutze gegen Überlastungen vorhanden sein, und zwar wählt man hierfür, sofern es sich nicht um Ringleitungen handelt, auf die erst auf S. 454 näher eingegangen werden wird, für die Ölschalter die unabhängige Maximalstrom-Zeitauslösung und versieht die Relais bzw. Auslöser mit den auf S. 359 erwähnten besonderen Kurzschlußkontakten.

Zum Schutze gegen Störungen durch Kurzschluß werden die Ölschalter in den Generatorstromkreisen fast ausschließlich mit unabhängiger Maximalstrom-Zeitauslösung, aber ohne den besonderen Kurzschlußkontakt ausgerüstet. Letzteres ist notwendig, damit selbst bei heftigen Kurzschlüssen in den Fernleitungen in erster Linie letztere abgeschaltet werden, und so die Stromlieferung nicht auch für gesunde Stromkreise unterbrochen wird. Außerdem ist ohne weiteres klar, daß die Zeiteinstellung der Relais in den Fernleitungen niedriger vorgenommen werden muß als bei den Relais in den Generatorstromkreisen, damit Überlastungen und Kurzschlüsse von geringer Bedeutung in den abgehenden Stromkreisen die einzelnen Maschinenstromkreise nicht

unterbrechen. Schon das plötzliche Abschalten eines Generators könnte im Gefolge haben, daß die anderen im Betriebe befindlichen Maschinen stark überlastet und damit gefährdet bzw. durch Ansprechen ihrer zugehörigen selbsttätigen Schalter ebenfalls abgeschaltet werden könnten.

In den nachfolgenden Schaltbildern, die der bequemeren Übersicht wegen einpolig gezeichnet sind, wird bezeichnet mit:

$u.J.$ unabhängige Maximalstrom-Zeitauslösung,
$u.J_K.$ desgl. mit Kurzschlußkontakt,
$a.J_S.$ abhängige Maximalstrom-Zeitauslösung mit Selektivwirkung,
$J_{\max}.$ direkte Maximalstrom-Auslösung (Schnellauslösung),
$R.R.$ Rückstromrelais.

Es ist also aus den Schaltbildern stets ohne weiteres ersichtlich, welche Wirkungs- und Arbeitsweise die Auslösevorrichtungen an den einzelnen Stellen der Stromkreise zweckmäßig besitzen müssen.

Für den Rückstromschutz ist zunächst in Ergänzung des auf S. 371 bereits Gesagten noch folgendes von besonderer Bedeutung: Tritt in einem der Generatoren eine Störung auf z. B. infolge eines Kurzschlusses innerhalb der Wicklungen, so fließt Strom von den anderen Generatoren nach dieser Fehlerstelle. Bei der Umkehr der Energieströmung wird der Stromkreis, falls nur ein Schalter mit unabhängiger Maximalstrom-Zeitauslösung vorhanden ist, nicht unterbrochen, und dieses falsche Arbeiten der Anlage besteht so lange, bis infolge der anwachsenden Kurzschlußstromstärke und nach Ablauf der eingestellten Schaltzeit der Schalter im Stromkreise des fehlerhaften Generators zum Ansprechen kommt. Es ist aber andererseits nicht ausgeschlossen, daß noch bevor dieser Schalter die Fehlerstelle in bezug auf die anderen Generatoren abschaltet, irgendein Schalter in den Stromkreisen der gesunden Maschinen anspricht. Dadurch wird die Betriebsführung durch die plötzliche Überlastung der schließlich noch stromliefernden Maschinen unter Umständen außerordentlich gestört. Ähnlich liegen die Verhältnisse auch beim falschen Parallelschalten.

Diesem Übelstande kann man nun dadurch begegnen, daß Rückstromrelais eingebaut werden. Allerdings sei bemerkt, daß in der Regel von diesem Mittel nur bei sehr großen Anlagen Gebrauch gemacht wird, erstlich weil die Relais verhältnismäßig teuer sind, weil sie kleinere Anlagen unnötig komplizieren, und weil schließlich, wie bereits wiederholt ausdrücklich erwähnt, nicht immer mit voller Sicherheit darauf zu rechnen ist, daß die Rückstromrelais auch tatsächlich richtig in Wirksamkeit treten.

Selbst wenn der fehlerhafte Generator durch solche Rückstromrelais von der Energiezuführung abgetrennt wird, so ist damit aber noch nicht erreicht, daß die Maschine z. B. bei Wicklungsdefekten nicht weiter Schaden nimmt, da der Kurzschluß für die Maschine selbst bestehen bleibt. Es könnte also nur dann ein weiterer Schutz erzielt werden, wenn entweder die Erregung abgeschaltet oder die Antriebsmaschine stillgesetzt werden würde. Das letztere Mittel ist kaum anwendbar, da die Zeit hierfür in der Regel zu lang ist. Es kommt daher, wenn einmal ein solcher Schutz überhaupt benutzt wird, nur die Beeinflussung

der Erregung in Betracht, und zwar wird zu diesem Zwecke bei Drehstrom zwischen dem Nullpunkte der Wicklungen und dem Gehäuse, bei Einphasenstrom zwischen der Mitte der Wicklungen und dem Gehäuse ein Maximalstromausschalter eingebaut, der entweder einen selbsttätigen Schalter im Erregerstromkreise zum Ansprechen bringt und dadurch die Erregung abschaltet, oder ähnlich wie der Schalter *K.Sch.* in Fig. 367 eine Schwächung der Erregung veranlaßt. Bisher ist, soweit bekannt, von diesen Schaltungen äußerst selten Gebrauch gemacht worden; sie sind nur bei sehr großen Maschinen und in erster Linie dann von Nutzen, wenn das Kraftwerk in bezug auf die Beschaffung von Auswechslungsstücken, Spezialmonteuren u. dgl. an einem sehr ungünstigen Orte liegt (Gebirgsgegenden).

Wählt man die Schaltung für die Beeinflussung der Erregung derart, daß schon beim Ansprechen des Hauptmaschinenschalters selbsttätig eine Schwächung oder Unterbrechung der Erregung erfolgt (Fig. 367), so erspart man besondere Schalter und gestaltet die Gesamteinrichtung einfacher. Anzuwenden ist diese Schaltung etwa dort, wo zwischen den Generatoren und der Schaltanlage lange Kabelstrecken liegen, wenn es sich also z. B. um ein räumlich vollständig getrenntes Schalthaus handelt.

Eine nach dieser Richtung sehr interessante Schaltung ist bei dem Kraftwerk Wyhlen[1]) zur Ausführung gekommen. Jeder Erregerregler ist mit motorischem Antriebe ausgerüstet. Beim Ansprechen des Hauptmaschinenschalters wird der kleine Antriebsmotor selbsttätig derart in Betrieb gesetzt, daß der Widerstand des Erregerreglers allmählich vollständig eingeschaltet wird. Zu diesem Zwecke befindet sich auf der Welle des Ölschalters eine besondere Kontaktscheibe, die beim Öffnen des Schalters den Stromkreis des Antriebsmotors des Erregerreglers schließt. Um während des selbsttätigen Arbeitens des Motors zu verhüten, daß der Schalttafelwärter den Steuerschalter für diesen Motor betätigt, ist die Schaltung derart getroffen, daß dieses Betätigen durch eine elektrische Sperrung unmöglich gemacht wird. Besondere Signallampen machen den Schalttafelwärter außerdem auf das Arbeiten des Erregerreglers aufmerksam.

Alles über die Auswahl der Schalter in den Generatorstromkreisen Gesagte gilt selbstverständlich auch für die Verteilungsleitungen. Es wird sich also hier schließlich nur noch darum handeln, festzustellen, in welcher Weise d. h. nach welchem Verlauf der Ausschaltekurve die Relais arbeiten müssen, damit der auf S. 340 gestellten Forderung der schnellsten Lokalisierung von Störungen entsprochen wird[2]).

Die Fig. 368 zeigt die allgemeine Schaltung einer Kraftübertragung mit mehreren Generatoren und mehreren abgehenden Stromkreisen, die unabhängig voneinander sind (offene Leitungsstränge). An diesen Stromkreisen liegt parallel zueinander eine Anzahl von Transformatoren-

[1]) Das Kraftwerk Wyhlen der Kraftübertragungswerke Rheinfelden A. G. ETZ. 1913, Heft 42, S. 1203.

[2]) Siehe auch E. Heuser: Relais zum Schutze elektrischer Anlagen. EKB. 1913, Heft 31 und 32.

stationen. Der zweckmäßigste Überstromschutz wäre ungefähr in folgender Form anzuordnen:

In den Generatorstromkreisen unabhängige Maximalstrom-Zeitauslösung und Rückstromrelais ($u.J. + R.R.$); Sammelschienenunterteilung in Gruppen durch Kupplungsschalter mit Maximalstrom-Schnellauslösung $J_{max.}$; in den abgehenden Stromkreisen abhängige Maximalstrom-Zeitauslösung ohne Kurzschlußvorrichtung $a.J_S.$ mit Selek-

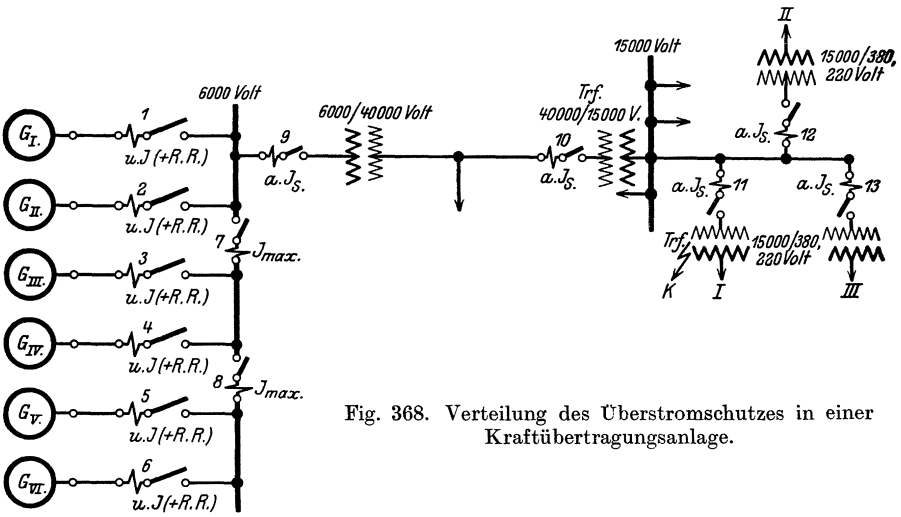


Fig. 368. Verteilung des Überstromschutzes in einer Kraftübertragungsanlage.

tivwirkung; Sicherung der einzelnen Transformatorenstationen hochspannungsseitig durch Schalter mit abhängiger Maximalstrom-Zeitauslösung $a.J_S.$ mit Selektivwirkung oder mit Kurzschlußkontakt.

Tritt z. B. in der Station *I* innerhalb des Transformators ein Kurzschluß auf, so werden die Relais der Schalter *1* bis *11* zu arbeiten beginnen. Die Schalter *7* und *8* sprechen sofort an und lokalisieren den Kurzschluß in bezug auf die Sammelschienen; dann wird der Schal-

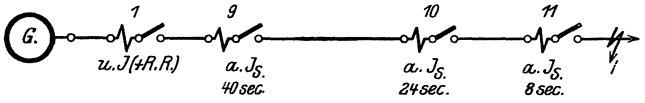


Fig. 369.

ter *11* geöffnet, weil seine Relais in diesem Falle auf die geringsten Auslösewerte in bezug auf die Schalter 1÷6, 9 und 10 eingestellt sind, und trennt die Fehlerquelle ab. Die ebenfalls zum Arbeiten gekommenen Relais der Schalter *1* bis *6*, ferner *9* und *10* kämen wieder zur Ruhe, und die Stromlieferung für die Stationen *II* und *III* würde nicht in Mitleidenschaft gezogen werden. Liegen also mehrere Auslösevorrichtungen, die abhängig von der Stromstärke arbeiten, hinterein-

ander, so müssen die Relais auf verschiedene Zeit eingestellt werden. Für das richtige Arbeiten derselben ist es, wie gesagt, von besonderer Wichtigkeit, nach welcher Zeitcharakteristik das Ansprechen vor sich geht. Das obige Beispiel soll hierfür noch weiter behandelt werden und ist zu diesem Zwecke in Fig. 369 etwas einfacher gezeichnet. Zugrunde gelegt ist für die Schalterauslösung die Maximalstrom-Zeitauslösung mit Selektivwirkung nach der Form der Siemens & Halske A. G. Die Relais sollen an Stromtransformatoren angeschlossen sein. Der Verlauf der Zeitcharakteristiken der Relais *9*, *10* und *11* ist entsprechend der

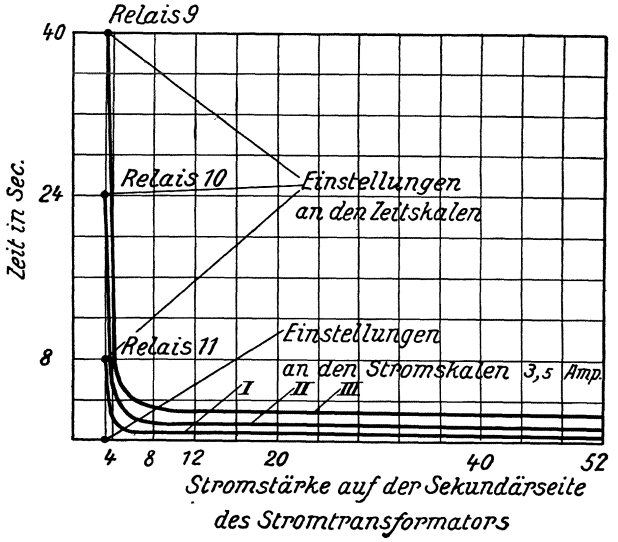


Fig. 370. Ausschaltekurven der Maximalstrom-Zeitrelais mit Selektivwirkung (S. & H. A. G.) in Fig. 369.

Kurve	I	Zeitskala	auf	8	sek.	Stromskala	auf	3,5 Amp. eingestellt
„	II	„	„	24	„	„	„	3,5 „ „
„	III	„	„	40	„	„	„	3,5 „ „

Fig. 303 in Fig. 370 zusammengestellt. Der Kurzschluß bei *K* (Fig. 369) sei derart, daß er in den Stromtransformatoren einen Sekundärstrom von 30 Amp. erzeugt. Sämtliche Relais seien auf einen Auslösestrom von 3,5 Amp. und die Zeitskala bei Relais *11* auf 8 Sekunden, bei Relais *10* auf 24 Sekunden und bei Relais *9* auf 40 Sekunden eingestellt. Aus dem Kurvenverlaufe Fig. 370 erkennt man, daß zwischen dem Augenblicke des Kontaktschlusses bei Relais *11* und bei Relais *10* etwa 0,8 Sekunden zur Verfügung stehen, eine Zeit, die reichlich groß genug ist, um den Auslöser und damit den Schalter bei Relais *11* zum Ansprechen zu bringen. Im allgemeinen erfordert das Öffnen des Schalters etwa 0,1 Sekunde, so daß also im Zeitpunkte 0,7 Sekunden der Überstrom abgeschaltet ist. Die anderen Relais sprechen infolgedessen nicht

an, obgleich sie beim Auftreten des Kurzschlusses alle sofort zu arbeiten beginnen. Hieraus ersieht man den Vorteil des horizontalen Verlaufes der Zeitstromkurven bei starken Überlastungen, und zwar weil dabei der Zeitabschnitt zwischen den Kontaktschlüssen zweier hintereinander liegender Relais nach unten auf einen Wert begrenzt ist, der eine gegenseitige Störung der Funktionen der einzelnen Relais ausschließt. Ferner kommt diese sog. Selektivwirkung der Relais dadurch ganz besonders zur Geltung, daß die Ausschaltekurven bei allen Zeiteinstellungen den gleichen Charakter aufweisen. Relais, bei denen die Zeiteinstellung nach anderen Grundsätzen als bei diesen Selektivrelais erfolgt, die also z. B. einen Kurvenverlauf nach Fig. 371 haben, sind für Schaltungen nach Fig. 369 nicht gleich gut geeignet. Würde bei Relais *II* die Abhängigkeit der Ausschaltezeit von der Überlastung etwa nach Kurve *I* der Fig. 371 verlaufen, so würde das Relais *10* anders eingestellt nach Kurve *II* arbeiten. Man sieht aus Fig. 371, daß bei einem kleinen Überlastungsstrome J_1 das Relais, für das Kurve *I* gilt, zuerst anspricht, während bei dem großen Überlastungsstrome J_2 das Relais nach Kurve *II* zuerst den von ihm abhängigen Schalter zur Auslösung bringt. Ist die Wirkung beim Strom J_1 richtig, d. h. lokalisiert das Relais bei einer derartigen Wirkung den Fehler, so ist zu befürchten, daß beim Strom J_2 auch ein gesunder Leitungsteil mitabgeschaltet wird.

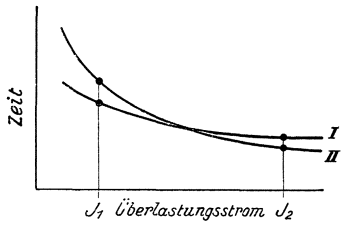


Fig. 371. Gegenüberstellung von Relaisausschaltekurven.

Handelt es sich um Ringleitungen, so ist bei den heutigen Apparaten nicht stets mit völliger Sicherheit zu erwarten, daß der Forderung der Lokalisierung sicher und richtig entsprochen wird, denn es treten dabei Erscheinungen in der Richtung der Energieströmungen auf, die mit den zurzeit bekannten Relais nicht immer zuverlässig beherrscht werden können. Die Relais mit Selektivwirkung werden hier zusammen mit Rückstromrelais die beste Wirkung haben.

33. Die Schaltung der Sammelschienen in Wechselstromanlagen.

a) Das Einfachsammelschienensystem. Beträgt die Leistung des Kraftwerkes nicht mehr als etwa 500 KVA, und kann die Spannung in den Grenzen bis zu etwa 6000 Volt gewählt werden, für die auch Maschinen mittlerer Leistung noch völlig betriebssicher gewickelt werden können, handelt es sich also nicht um die Speisung größerer Netze, sondern z. B. um Fabrikanlagen, Hütten- und Walzwerke, kleinere Überlandzentralen u. dgl., so ist das Gesamtschaltbild verhältnismäßig einfach. Man kommt mit dem Einfachsammelschienensystem (Fig. 372) zumeist völlig aus. Es fallen alle Leistungstransformatoren für die Fernleitungen innerhalb des Kraftwerkes fort.

Kommen dagegen höhere Spannungen (über 10000 Volt bei großen Generatoren) für die Fernleitungen in Frage, so müssen Transformatoren eingebaut werden, und es gibt dann für die Gesamtanordnung von Generatoren und Transformatoren im Kraftwerke zwei Lösungen, die jede ihre bestimmten Vorzüge und Nachteile hat und bei großen Projekten stets durchkalkuliert bzw. besonders erwogen werden muß.

Die erste Lösung ist in Fig. 373 zunächst generell dargestellt. Bei dieser Form der Schaltung werden nur wenige Transformatoren großer Leistung aufgestellt. Die Zahl der Generatoren ist größer als diejenige der Transformatoren.

Die Vorzüge dieser Anordnung sind folgende: Ersparnisse an Anlagekosten für die Beschaf-

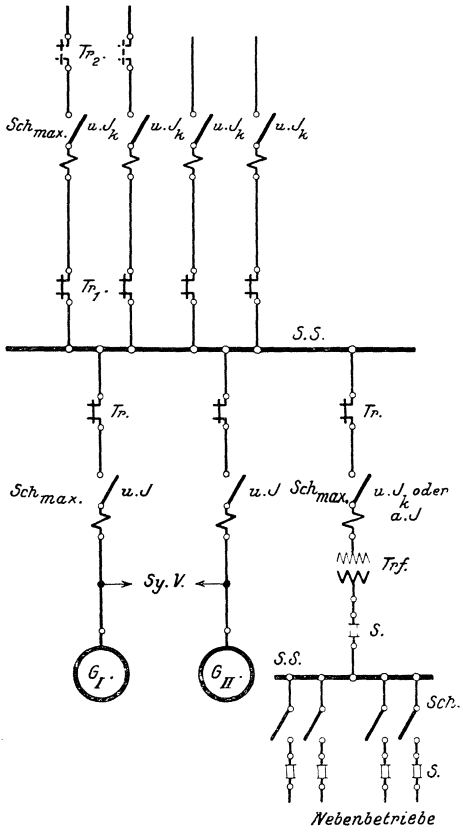


Fig. 372. Kraftwerk für Spannungen bis etwa 6000 Volt und Einfachsammelschienen.

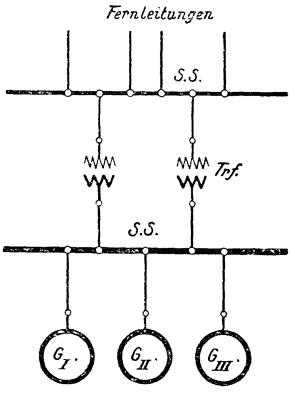


Fig. 373. Kraftwerk mit Generatoren und Transformatoren unterschiedlicher Leistung und Einfachsammelschienen.

fung der Transformatoren selbst, in der Zahl der Apparate und in dem Aufbau, sowie der Raumbeanspruchung für die Schaltanlage. Als Nachteile sind zu nennen: Schlechterer Jahreswirkungsgrad der Gesamtanlage, wenn in der täglichen bzw. über einen bestimmten Zeitraum (also z. B. ein Jahr) berechneten Stromlieferung bedeutende Schwankungen auftreten, da zumeist alle Transformatoren eingeschaltet bleiben, und sie dann oft mit Halblast oder noch geringer belastet laufen, während nur ein Teil der Maschinen vollbelastet im Betriebe ist; ungünstigere elektrische Verhältnisse beim Ein- und

Ausschalten der einzelnen Stromkreise. Ferner werden Störungen an den Transformatoren unangenehmer empfunden werden, weil die Störung an einem Transformator infolge der großen Leistung desselben unter Umständen die gesamte Stromlieferung außerordentlich stark beeinflussen kann. Zudem ist die Auswechslung eines Transformators für den Betrieb unangenehmer, weil wiederum infolge der großen Leistung der Umfang des aus dem Betriebe gezogenen Teiles der Anlage stets bedeutend sein wird. Man kann sich allerdings dadurch helfen, daß man bei Drehstrom drei Einphasentransformatoren benutzt, wie im I. Bd., Fig. 225 bereits gezeigt wurde.

Die zweite heute mehr und mehr zur Anwendung kommende Schaltung besteht darin, daß man jedem Generator seinen eigenen Transformator zuteilt, und auf diese Weise gewissermaßen für jeden

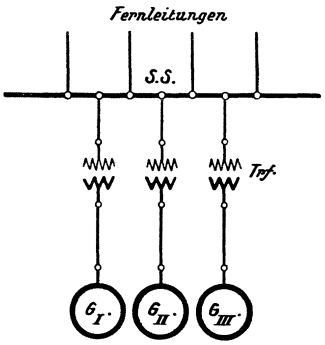


Fig. 374. Kraftwerk mit Generator-Transformatorgruppen und Einfachsammelschienen.

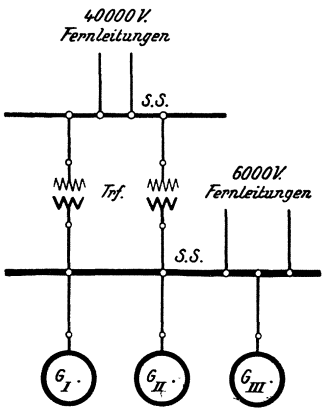


Fig. 375. Kraftwerk für zwei Fernleitungsspannungen und Einfachsammelschienen.

Stromkreis bis zu den Verteilungssammelschienen ein in sich geschlossenes Aggregat schafft.

In Fig. 374 ist auch hierfür ein Schaltbild gezeichnet. Die für die erste Lösung genannten Vorteile werden für diese Lösung zum Teil Nachteile und umgekehrt, die Nachteile der Schaltung nach Fig. 373 gehen in Vorteile über. Jedenfalls aber sind die Vorteile wesentlich mehr ins Gewicht fallend als die Nachteile insbesondere hinsichtlich der Elastizität in der Betriebsführung, der Vornahme von Reparaturen u. dgl., so daß die Schaltung nach Fig. 374 derjenigen nach Fig. 373 unter allen Umständen vorzuziehen ist. Auch der Aufbau der gesamten Schaltanlage kann vorteilhafter und übersichtlicher durchgeführt werden, worauf auf S. 503 nochmals näher eingegangen werden wird.

Vereinzelt sind auch Kraftwerke zu bauen, die mit zwei Spannungen arbeiten müssen, einer geringeren für die Stromversorgung in der Umgebung der Stromerzeugungsstation und einer höheren für längere Fernleitungen. In einem solchen Fall ist es empfehlenswert, die Genera-

toren von vornherein so zu bemessen, daß sie die geringere Spannung unmittelbar erzeugen. Es werden dann nur Transformatoren für die höhere Spannung erforderlich. In Fig. 375 ist wiederum generell ein Schaltbild zur Darstellung gebracht, das ohne besondere Erklärung verständlich ist.

Von der in Fig. 372 dargestellten einfachen Schaltung eines Kraftwerkes ausgehend soll nunmehr die Ausführung der Sammelschienenschaltung eingehender betrachtet werden. Als Hauptrichtlinien sind zu nennen:

a) Möglichst große Elastizität hinsichtlich des Zu- und Abschaltens von Maschinen und der Leistungsverteilung auf die abgehenden Stromkreise.

b) Unterteilung der gesamten gesammelten Energie derart, daß die auf S. 340 geforderte Lokalisierung von Störungen ermöglicht wird.

c) Durch Gruppenunterteilung Verringerung der auf die einzelnen Schalter entfallenden Kurzschlußstromstärke.

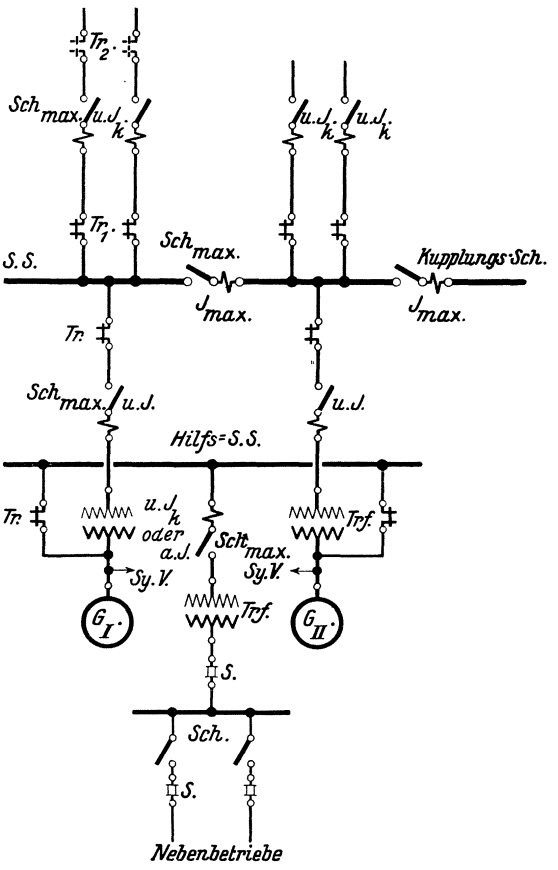


Fig. 376. Vollständiges Schaltbild eines Kraftwerkes mit Einfachsammelschienen. Umschaltung der Generator-Transformatorgruppen, Überstromschutz und Stromlieferung für Nebenbetriebe.

Der Vorteil der einfachen Schaltung nach Fig. 372 liegt in der Hauptsache darin, daß die Anlage billig wird. Nachteilig aber ist, daß die Schalter sowohl in den Generatorstromkreisen als auch in den Fernleitungen sämtlich für die Unterbrechung der gesamten möglichen Kurzschlußstromstärke bemessen sein müssen. Ferner ist die Lokalisierung von Störungen in bezug auf die stromliefernden Maschinen nicht gewährleistet, da unter Umständen beim Parallelarbeiten mehrerer gleichgroßer Generatoren die dann selbstverständlich gleichmäßig eingestellten Auslösevorrichtungen für die Ölschalter zu gleicher Zeit ansprechen können. Schließlich ist natürlich keine Betriebselastizität vorhanden. Also entspricht diese Schaltung nicht den obengenannten Richtlinien, sie wird daher nur für kleine Anlagen benutzt.

Unterteilt man beim Einfachsammelschienensystem die Sammelschienen durch Maximalstrom-Ausschalter mit Schnellauslösung, bildet also einzelne Gruppen für Generatoren und Fernleitungen (Fig. 376), so wird dadurch den Richtlinien Punkt b) und c) entsprochen. Im Falle eines Kurzschlusses, sei es auf einer der Fernleitungen oder in einem Generator, werden die in den Sammelschienen liegenden selbsttätigen Ölschalter, die Kupplungsschalter, sofort ansprechen und zunächst die Gruppe, in der die Störung vorhanden ist, von den anderen Gruppen abschalten, also lokalisieren. Dadurch wird der Umfang der Störung natürlich wesentlich verringert. Außerdem gestattet diese Gruppeneinteilung, die Schalter kleiner zu wählen. Ganz besonders ist aber darauf zu achten, daß die Kupplungsschalter, zumal sie mit Schnellauslösung arbeiten, reichlich groß und auch mit Rücksicht auf Erweiterungen zu bemessen sind. Nicht dagegen weist diese Schaltung die geforderte Betriebselastizität auf, was aus der Fig. 376 ohne weiteres zu erkennen ist.

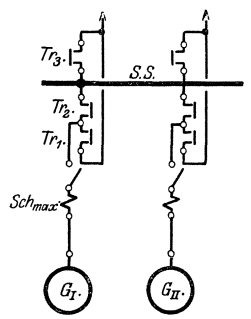


Fig. 377. Umschaltung der Generator- und Fernleitungsstromkreise bei Einfachsammelschienen.

Umfaßt das Kraftwerk eine größere Anzahl von Generatoren und Fernleitungen, und wird eine große Elastizität hinsichtlich der Verteilung der zu liefernden Leistung auf die einzelnen Maschinen und der Umschaltung der Fernleitung gefordert, so kann unter Benutzung des Einfach-Sammelschienensystems schließlich noch die Schaltung nach Fig. 377 gewählt werden, bei der durch eine Anzahl von Trennschaltern jede Umschaltung durchführbar ist. Die Anlagekosten einer derartigen Ausführung sind schon recht beträchtlich, und es wird dann zu prüfen sein, ob es nicht unter Umständen vorteilhafter ist, das Doppelsammelschienensystem zur Anwendung zu bringen.

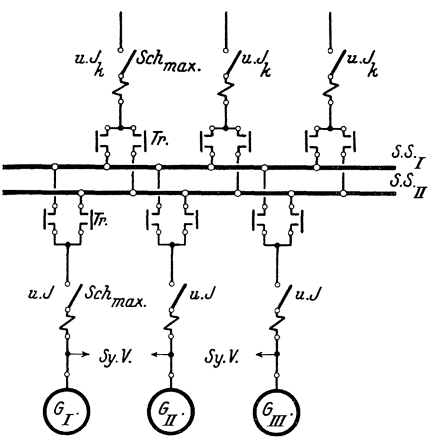


Fig. 378. Kraftwerk mit Doppelsammelschienen.

b) Das Doppelsammelschienensystem wird heute dem Ringsammelschienensystem bei weitem vorgezogen. Wegen der allgemeinen Vor-und Nachteile sei auf das im I. Bd., S. 297 Gesagte verwiesen. Es gibt bei diesem System eine große Zahl von Ausführungsformen für die Schaltung der Maschinen- und Fernleitungsstromkreise, die nicht alle einzeln besprochen werden können. In den Fig. 378 und 379 sind zwei häufiger gebräuchliche Schaltungen gezeichnet, die ohne weitere Er-

klärungen erkennen lassen, ob und wie weit den Richtlinien dabei entsprochen wird.

Bei sehr großen Kraftwerken geht man auch beim Doppelsammelschienensystem dazu über, einzelne Gruppen zu bilden und zwar in der Hauptsache, um die auf die einzelnen Schalter entfallenden Kurzschlußstromstärken tunlichst herabzudrücken, und dadurch kleinere Schalter wählen zu können, bzw. die Gefahren beim Ansprechen solcher Ölschalter zu vermindern. Es ist dabei anzustreben, daß möglichst gleichartige Stromkreise zu den einzelnen Gruppen zusammengefaßt werden.

Soll eine Parallelschaltung der einzelnen Sammelschienen untereinander stattfinden, so sei noch darauf hingewiesen, daß auf beiden Seiten der Kupplungsschalter synchronisiert werden muß.

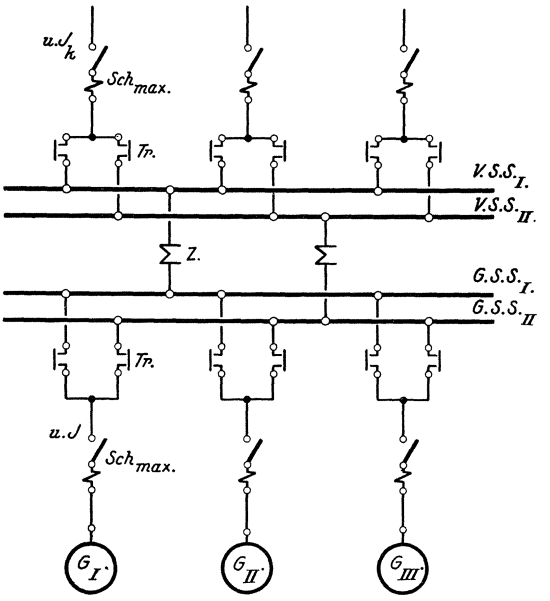


Fig. 379. Kraftwerk mit Doppelsammelschienen für die Generatoren und die Fernleitungen.

Werden nicht Generator-Transformatorgruppen gebildet, sondern nur große Transformatoren in geringer Zahl aufgestellt, so ist es empfehlenswert, sowohl für die Generatoren als auch für die Fernleitungen je das Doppelsammelschienensystem ähnlich der Schaltung nach Fig. 379 zur Anwendung zu bringen. In dieser Form wird dann natürlich die größtmögliche Elastizität erreicht.

In Fig. 380 ist das Schaltbild für ein großes amerikanisches Kraftwerk gezeichnet, bei welchem für jeden Generator ein Transformator vorhanden ist. Um indessen bequem Umschaltungen und zwar derart vornehmen zu können, daß keine Betriebsunterbrechung eintritt, sind sowohl für die Generatoren als auch für die Fernleitungen Doppelsammelschienen zur Anwendung gekommen. Abweichend von den Anschauungen bei uns hat hier jeder Generator, sowie jeder Transformator ober- und unterspannungsseitig und auch die abgehenden Fernleitungen für jede Sammelschiene des Doppelsammelschienensystems einen Ölschalter erhalten, der jedesmal zwischen Trennschaltern liegt. Der leitende Gedanke für diese außerordentlich große Zahl von Ölschaltern war dabei der, daß es nicht vorteilhaft erschien, bei Störungen an dem Ölschalter eines Stromkreises den ganzen Generator mit Transformator

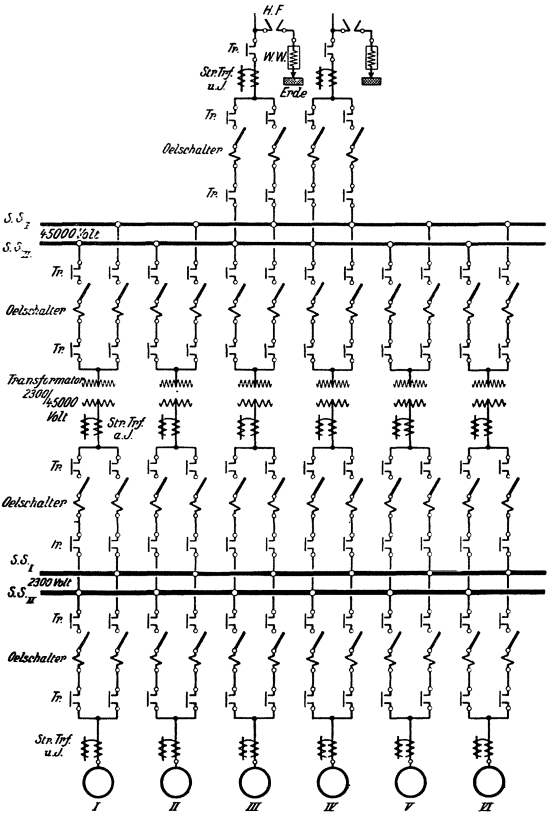


Fig. 380. Schaltbild eines großen amerikanischen Kraftwerkes mit Doppelsammelschienen.

aus dem Betriebe ziehen zu müssen, bis der Übelstand behoben ist, wie das z. B. bei der Schaltung nach Fig. 374 der Fall sein muß. Die Betriebselastizität wird also außerordentlich erhöht. Naturgemäß sind die Anlagekosten aber recht beträchtlich, da hinsichtlich der Größe der Schalter durch diese Unterteilung gegenüber dem auf S. 447 Gesagten keine Ersparnis erzielt werden kann. Die Relais für die Betätigung der Schalter sind nun ebenfalls abweichend von den Gepflogenheiten bei uns in der aus Fig. 380 deutlich ersichtlichen Weise verteilt. Dabei ist ferner in der Schaltung dieser Relais noch derart verfahren, daß die in den Transformatorstromkreisen liegenden Relais bei sehr heftigen Kurzschlüssen sich blockieren, und dadurch nicht die Ölschalter in den Transformatorstromkreisen, sondern diejenigen in den betreffenden Generatorstromkreisen zur Auslösung kommen. Es wird infolgedessen die Kurzschlußleistung nicht ober-, sondern unterspannungsseitig unterbrochen. Außerdem sind die Relais derart verteilt, daß sie bei der Umschaltung auf das eine oder andere Sammelschienensystem nicht mit umgeschaltet werden.

34. Die Stromversorgung der Nebenbetriebe im Kraftwerke.

Muß die Stromlieferung für Nebenbetriebe (Hilfsmaschinen, Beleuchtung des Kraftwerkes usw.) von den Drehstromgeneratoren aus erfolgen, so kommen hierfür zwei Schaltungen in Frage. Entweder es wird die Hauptspeiseleitung zum Anschluß der Nebenbetriebe, wie in Fig. 372 gezeichnet, unmittelbar mit den Sammelschienen verbunden, oder es werden besondere Sammelschienen gewählt, mit denen der eine oder der andere Generator umschaltbar parallel zur Hauptstromlieferung ver-

bunden wird (Fig. 376). Zu der ersten Schaltung ist folgendes zu bemerken: Der Transformator ist hoch- und niederspannungsseitig zu sichern, und zwar ist bei der Größenbestimmung der hochspannungsseitigen selbsttätigen Schalter darauf Rücksicht zu nehmen, daß im Falle eines Kurzschlusses in den Nebenbetrieben oder auch innerhalb des Transformators die ganze Kurzschlußleistung der Generatoren von diesem Schalter unterbrochen werden muß. Es ist deshalb unbedingt darauf zu achten, daß der Schalter nicht zu klein gewählt wird. Will man sich nach dieser Richtung nicht unnötigen Gefahren für die Betriebssicherheit der Schaltanlage aussetzen, so empfiehlt es sich, selbst bei einer Spannung bis etwa 6000 Volt für diesen Stromkreis auf selbsttätige Ölschalter zu verzichten und dafür Streifensicherungen anzuwenden, die innerhalb der Schaltanlage derart in Zellen einzubauen sind, daß ihr explosionsartiges Ansprechen die Umgebung nicht in Mitleidenschaft ziehen kann. Wählt man die Sicherungen mit Unterbrechung unter Öl, so wird man etwa auftretende Überspannungen beim Ansprechen der Sicherung in der Regel nicht zu fürchten haben. Bei großen Kraftwerken geht man besser in der Form vor, daß man von einem bzw. zwei Generatoren (einer davon als Reserve) eine Hilfssammelschiene speisen läßt, an die alle Nebenbetriebe angeschlossen sind. So wird die Stromlieferung nach letzteren von den Hauptsammelschienen völlig getrennt. Die Fig. 376 läßt dieses ohne weiteres erkennen.

35. Die Schaltung der Erregung.

Die Stromlieferung für die Erregung der Wechselstromgeneratoren kann entweder von unmittelbar mit diesen zusammengebauten oder von getrennt mit besonderen Antriebsmaschinen versehenen Gleichstromgeneratoren erfolgen. Hinsichtlich der Anschaffungskosten ist natürlich die zweite Ausführung wesentlich teurer als die erste. Spielt der Unterschied in den Kosten und dem Platzbedarfe keine ausschlaggebende Rolle, so gelten in technischer Beziehung für die beiden Formen folgende Unterschiede:

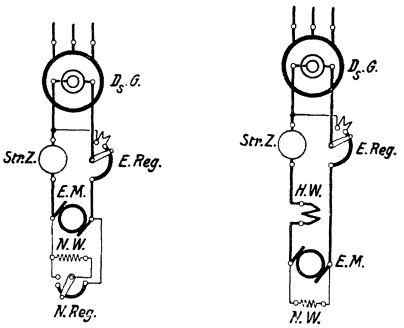


Fig. 381 und 382. Schaltung der angebauten Erregermaschine mit Nebenschluß- wicklung. mit Compound- wicklung.

Die angebaute Erregermaschine, deren Schaltung in Fig. 381 für Nebenschlußwicklung und in Fig. 382 für Compoundwicklung dargestellt ist, gestattet nur schwer eine andere Ausnutzung als lediglich für die Erregerenergielieferung. Sie erfordert stets noch die Aufstellung einer Akkumulatorenbatterie als Reserve, damit nicht der Wechselstromgenerator wegen eines Defektes an der Erregermaschine außer Betrieb gesetzt werden muß. Eine Strom-

lieferung für Nebenbetriebe, für Hilfsströme zur Schalterbetätigung usw. ist nur umständlich möglich. Jedenfalls sind, falls diese Stromlieferung gewünscht wird, die Erregermaschinen aller Generatoren des Kraftwerkes für gleiche Leistung zu bemessen, und zwar über die Erregerleistung (unter Berücksichtigung der Überlastungen) so groß, daß von einer Maschine der gesamte Kraftbedarf der Nebenbetriebe gedeckt werden kann. Mehrere, mit den Generatoren gekuppelte oder zusammengebaute Erregermaschinen auf Sammelschienen arbeiten zu lassen, ist nicht angängig, weil beim Abschalten eines Hauptgenerators die parallelarbeitenden anderen Maschinen Drehzahlschwan-

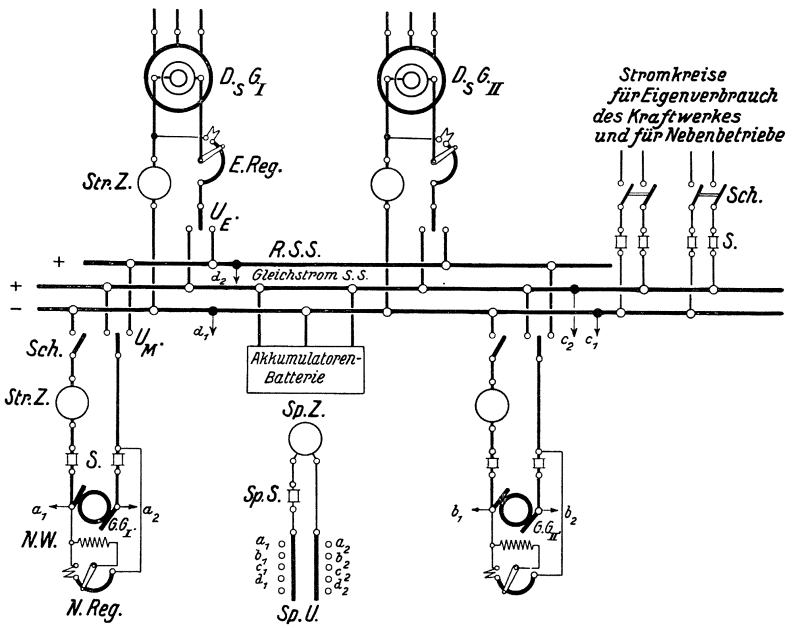


Fig. 383. Drehstromkraftwerk mit selbständigen Erregermaschinen.

kungen unterworfen sind, die den Betrieb auf der Gleichstromseite unzulässig beeinflussen würden. Das gleiche gilt auch, wenn auf der Wechselstromseite stärkere Belastungsschwankungen vorkommen.

Unmittelbar mit den Generatoren gekuppelte Erregermaschinen kommen daher nur bei verhältnismäßig kleinen Kraftwerken und bei Turbogeneratoren zur Anwendung.

Für größere Stromerzeugungsanlagen wählt man besondere Gleichstrom-Maschinensätze, deren Einzelleistung so zu bemessen ist, daß sie zum mindesten eine Gruppe von Wechselstromgeneratoren oder alle Maschinen gleichzeitig mit dem erforderlichen Erregerstrome versorgen können, und außerdem noch Strom für alle Nebenbetriebe zu liefern imstande sind. Die Vorteile einer derartigen Anordnung sind folgende: elektrisch und mechanisch unabhängige

Stromlieferung; Unabhängigkeit der Nebenbetriebe von der Wechselstromanlage; Beseitigung der Gefahrsquellen, die in den Hauptschaltern für die Stromlieferung an die Nebenbetriebe liegen (siehe S. 461); Vorhandensein von Gleichstrom für alle Steuerstromkreise. Um indessen die Gleichstrom-Sammelschienen und damit die Gleichstromgeneratoren, also auch die Lieferung der Erregerströme an die Wechselstrommaschinen vor Störungen aus den Gleichstrom-Nebenbetrieben zu schützen, empfiehlt es sich, in den Gleichstrom-Generatorstromkreis keine selbsttätigen Schalter, sondern nur reichlich bemessene Sicherungen einzubauen, und die Stromkreise der Nebenbetriebe so zu unterteilen, daß auf jeden stets nur verhältnismäßig geringe Stromstärke entfällt. Dann ist zu erwarten, daß z. B. bei einem Kurzschlusse in einem Stromkreise der Nebenbetriebe die entsprechende Sicherung sofort anspricht, und keine Gefahr dafür besteht, daß etwa eine Sicherung in dem Gleichstromgenerator-Stromkreise zum Schmelzen kommt, was selbstverständlich unter allen Umständen vermieden werden muß.

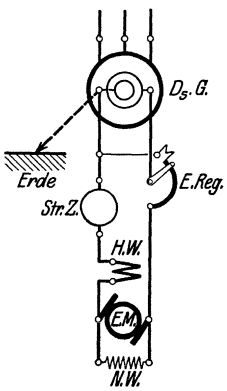


Fig. 384. Erdung der Magnetwicklung bei Drehstromgeneratoren mit angebauter Erregermaschine.

Die Aufstellung einer Akkumulatorenbatterie ist auch bei selbständigen Gleichstromgeneratoren dringend zu empfehlen, um jederzeit eine sofort einschaltbare Reserve zu besitzen. Die Ladung der Batterie kann entweder durch Gruppenunterteilung (Fig. 256) oder mit Zuhilfenahme einer Zusatzmaschine (Fig. 258) auf einfachste Weise vorgenommen werden.

In Fig. 383 ist das Schaltbild für ein Drehstromkraftwerk mit selbständigen Erregermaschinensätzen abgebildet. Es sind dort drei Gleichstrom-Sammelschienen und zwar die Plus-Sammelschiene doppelt gezeichnet. Diese Ausführung hat den Zweck, sowohl die Erregerwicklungen der Drehstromgeneratoren als auch die Gleichstrommaschinen beliebig schalten zu können. Außerdem gestattet die zweite Plusschiene *R.S.S.* den unabhängigen Betrieb jedes Drehstromgenerators für Prüfungszwecke.

Auf eine besondere Schaltung für die Erregung sei hier noch aufmerksam gemacht, die von den Siemens-Schuckert-Werken schon seit einer Reihe von Jahren angewendet wird. Um größtmögliche Einfachheit zu erhalten, wird bei gekuppelten Erregermaschinen der Minuspol der Generatorerregerwicklung, bei Sammelschienen die Minusschiene der Gleichstromanlage geerdet. Es können dann nicht nur alle Schalt- und Sicherungsapparate in der Minusleitung fortbleiben, sondern es wird auch verhindert, daß Hochspannung in die Niederspannungsstromkreise eintreten und gefährlich werden kann. In den Fig. 384 und 385 sind auch hierfür Schaltbilder gezeichnet. Wie aus denselben zu ersehen ist, sind die Erregerwicklungen der nicht erregten Drehstromgeneratoren kurzgeschlossen und geerdet. Sie können also

bei versehentlichem Einschalten der Generatoren auf das Drehstromnetz keine gefährliche Spannung annehmen.

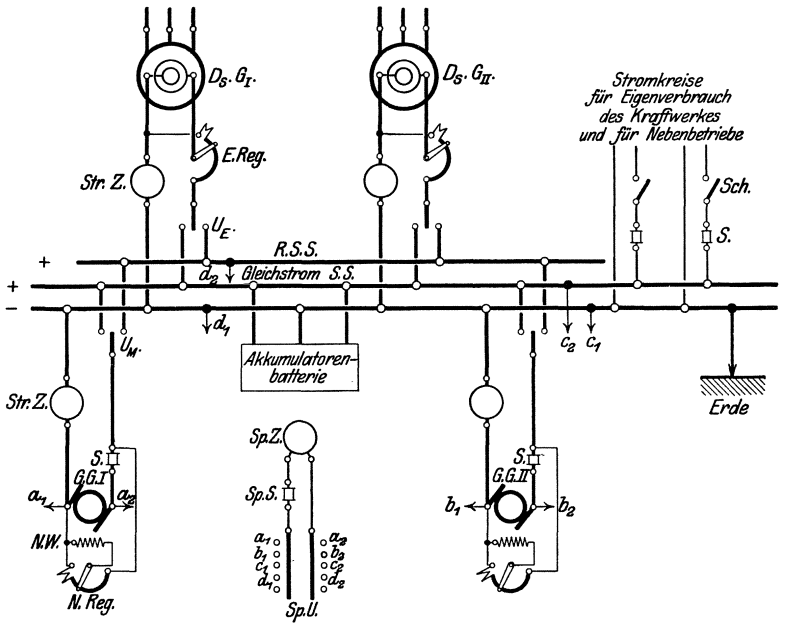


Fig. 385. Erdung des Minuspoles bei selbständigen Erregermaschinensätzen.

36. Die Verteilung der Überspannungsschutzvorrichtungen.

Aus dem im 30. Kapitel über die Überspannungsschutzvorrichtungen Gesagten geht hervor, daß die Wahl und Anordnung derselben ganz besonders von der Größe der Anlage (Leistung im Kraftwerke und in den einzelnen Transformatoren- bzw. Umformwerken), der Ausdehnung der Leitungsstrecken, der Ausführungsform derselben (Freileitung oder Kabel), der Höhe der Betriebsspannung und der Lage der einzelnen Stationen zueinander abhängt. Jede Willkür in der Verteilung der Schutzapparate und ihrer Bemessung kann nicht nur den ganzen Schutz illusorisch, sondern unter Umständen sogar zu Gefahrsquellen machen. Bei dem Entwurfe dieses Teiles der Anlagen ist daher derart vorzugehen, daß festgestellt wird, welche Art von Überspannungen entstehen, bis zu welchen Punkten sie verlaufen, und wie sie ohne Gefährdung der zu schützenden Teile vernichtet bzw. abgeleitet werden können. Nach den heutigen Erfahrungen ist es dabei zulässig, Stationen, die in einem Umkreise von etwa 3 bis 5 km von einem ausreichenden Überspannungsschutze liegen, weniger gut zu schützen, da angenommen werden kann, daß bei dieser Entfernung der Hauptschutz zumeist auch für die benachbarten Anlagen mit zur Wirksamkeit kommt.

a) Bei Freileitungsanlagen empfiehlt es sich, in den Kraftwerken und größeren Transformatorenstationen je einen Grobschutz *Gsch.* für jede ankommende bzw. abgehende Hochspannungsleitung und desgleichen je einen Feinschutz *Fsch.* zur Beseitigung der bei Schaltungsvorgängen auftretenden inneren Überspannungen vorzusehen. Zwischen beiden Schutzvorrichtungen sind Drosselspulen *D. Sp.* einzubauen. Als Sammelschienenschutz sind je nach den örtlichen Verhältnissen der Freileitungen Wasserstrahlerder *W. E.* oder Erdungswiderstände bzw. Drosselspulen (Fig. 386) zu benutzen. In Transformatorenstationen kleinerer Leistung mit nur einem Transformator kann der Feinschutz zumeist fortgelassen werden.

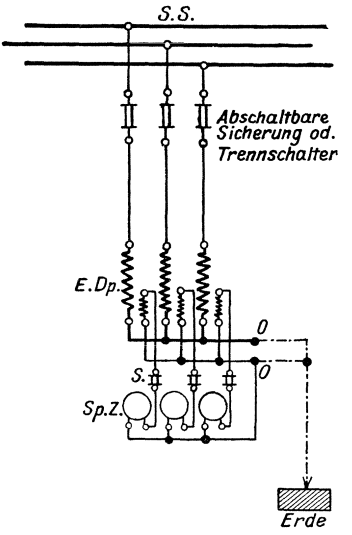


Fig. 386. Sammelschienenschutz durch Erdungsdrosselspulen.

In den Fig. 387 bis 390 sind einige Schaltbilder für die Verteilung der Schutzapparate gezeichnet. Selbstverständlich richtet sich die Zahl der einzubauenden Apparate auch nach dem Grade der Betriebssicherheit, der für die Kraftübertragungsanlage gefordert wird, und nach den Kosten, die aufgewendet werden dürfen.

Eine nach jeder Richtung vollständig geschützte Stromerzeugungsstation zeigt die Fig. 387. Jede Fernleitung erhält vor den Haupttrennschaltern Tr_1. einen Grobschutz *Gsch.* und einen Schutz zur Ableitung statischer Ladungen (*W. E.*), ferner unmittelbar vor den

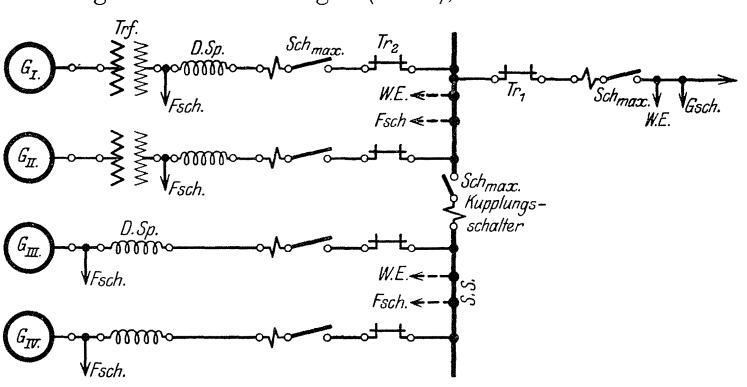


Fig. 387. Überspannungsschutz in Generatoranlagen.

Generatoren Drosselspulen *D.Sp.* und hinter diesen einen Feinschutz *Fsch.* in Stern-Dreieckschaltung der Hörnerfunkenstrecken. Diese Anordnung entspringt aus folgenden Gesichtspunkten: Die äußeren schwingenden Überspannungen sollen auf dem schnellsten Wege unschädlich

gemacht werden, ohne also die Einrichtungen des Kraftwerkes zu treffen. Das geschieht durch den Grobschutz. Ähnliches gilt von dem Schutze *W.E.* Außerdem sollen diese Schutzvorrichtungen noch dann wirksam bleiben, wenn die Freileitung von den Sammelschienen abgetrennt ist. Die Lage der Drosselspulen und des Feinschutzes ergibt sich aus der Überlegung, daß auch beim Ansprechen der Ölschalter Überspannungen schwingender Natur entstehen können, vor denen die Generatorwicklung geschützt werden muß.

Da diese reichliche Ausrüstung mit Schutzapparaten teuer ist und viel Platz beansprucht, so kann dieselbe ohne wesentliche Beeinträch-

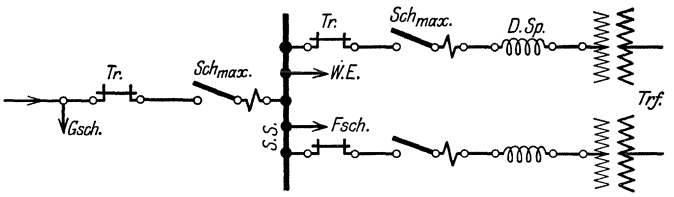


Fig. 388. Überspannungsschutz in Transformatorenstationen.

tigung derart abgeändert werden, wie das in Fig. 387 punktiert eingezeichnet ist. An Stelle des Feinschutzes für jeden Generator und des Schutzes *W.E.* für jede Fernleitung kann nur je ein Schutz an die Sammelschienen gelegt werden. Beim Doppelsammelschienensystem ist natürlich jede Sammelschiene zu schützen. Der Grobschutz für jede Freileitung muß aber bestehen bleiben. Sind Sammelschienengruppen vorhanden, die nicht ständig zusammenarbeiten, so ist natürlich jeder Sammelschienenabschnitt zu schützen.

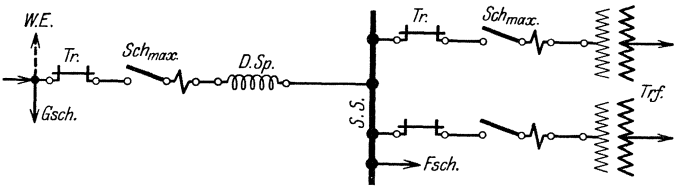


Fig. 389. Vereinfachte Anordnung des Überspannungsschutzes in Transformatorenstationen.

In Transformatorenstationen ist die Verteilung der Apparate ähnlich vorzunehmen. In Fig. 388 ist auch hierfür ein Schaltbild gezeichnet, das mit demjenigen der Fig. 387 übereinstimmt. Werden die Transformatoren mit verstärkten ersten Windungen ausgeführt, so bestehen keine Bedenken, den Feinschutz nur einmal und zwar an die Sammelschienen angeschlossen vorzusehen, während das bei den Generatoren nicht als beste Lösung angesehen werden kann, weil hier die Wicklungsverstärkung zumeist nicht herstellbar ist.

Muß besonders billig gebaut werden, so kann man die in Fig. 389 gezeichnete Verteilung anwenden, bei der nur eine Drosselspule *D. Sp.* für

zwei Transformatoren vorhanden ist. Schließlich wäre es noch möglich, für den Grob- und Feinschutz nur einen Dämpfungswiderstand zu benutzen (Fig. 390). Dann ist aber besonders darauf zu achten, daß der Ölschalter außerhalb der Anschlußpunkte des Stromkreises für die Schutzapparate liegt, da anderenfalls durch Zufälligkeiten trotz geöffneten Schalters die Freileitung unter Spannung gesetzt werden könnte, was natürlich unter allen Umständen vermieden werden muß.

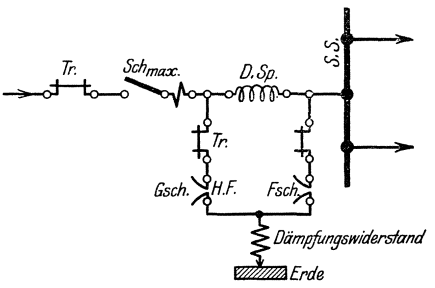


Fig. 390. Fein- und Grobschutz mit nur einem Dämpfungswiderstande.

b) Bei Kabelnetzen genügt je ein Feinschutz für jedes abgehende oder ankommende Kabel, und es ist kein Überspannungsschutz gegen Erde, sondern nur zwischen den Phasen notwendig. Das über die Drosselspulen zum Schutze der Maschinen und Transformatoren Gesagte gilt natürlich unverändert.

Es empfiehlt sich ferner, die Kabelnetze bei Drehstrom im Nullpunkte, bei Einphasenstrom in einem neutralen Punkte über einen Widerstand zu erden, bei dessen Bemessung auf die Kapazitätsströme Rücksicht zu nehmen ist. Sind Telephonstörungen zu fürchten, so ist in die Erdleitung eine besonders fein eingestellte Funkenstrecke einzuschalten.

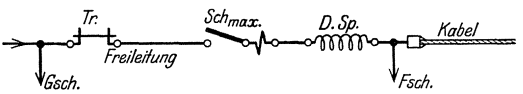


Fig. 391. Überspannungsschutz beim Übergange von Freileitung in Kabel.

c) Beim Übergange von Freileitung in Kabel sind ebenfalls Überspannungsschutzapparate einzubauen. Bei höheren Spannungen als etwa 5000 Volt soll dieser Übergang, sofern es sich um Hauptleitungen handelt, tunlichst in einem besonderen Schalthause erfolgen, das zur Aufnahme der Schutzvorrichtungen dient. Sind die Kabelstromkreise weniger von Bedeutung, so sollen die Kabel jedenfalls in den dem Übergangspunkte zunächst liegenden Stücken besonders starke Isolation erhalten und in den Endverschlüssen vorzüglich ausgeführt sein.

In Fig. 391 ist ein Schaltbild für eine solche Überführungsstelle gezeichnet. An der Freileitung befindet sich ein Grobschutz, vor dem Kabelanschluß Drosselspulen und Feinschutz. Ist diese Anordnung z. B. wegen der Kosten nicht ausführbar, so kann die Vereinfachung ähnlich der Fig. 390 getroffen werden, wobei selbstverständlich die Vorsicht hinsichtlich der Lage der Schalter auch hier gilt.

V. Abschnitt.

Die Schaltanlagen.

37. Der Aufbau der Schaltanlage.

a) Allgemeine Gesichtspunkte. Einige allgemeine Gesichtspunkte für den Aufbau der Schaltanlage sind bereits im I. Bd. besprochen worden. Das dort Gesagte bezog sich aber ausschließlich auf selbständige Transformatorenstationen und umfaßte nur die Ausführung bei Hochspannung, während nunmehr die Schaltanlagen für das Kraftwerk und für Umformerwerke sowohl bei Niederspannung als auch bei Hochspannung und bei Gleichstrom, sowie Wechselstrom zur Erörterung kommen sollen. Wie schon auf S. 338 erwähnt, sind die Einrichtungen für das Kraftwerk wesentlich verschieden von denjenigen für die Anschlußanlagen. Das gilt naturgemäß auch für die Schaltanlage, die einen der wichtigsten Bestandteile der gesamten Maschinenanlagen bildet.

In früheren Jahren wurde der Ausgestaltung der Schaltanlage im allgemeinen nur wenig Beachtung geschenkt; das lag in der Hauptsache daran, daß man es nur mit Niederspannung und verhältnismäßig geringen elektrischen Leistungen zu tun hatte. Mit der Einführung des hochgespannten Wechselstromes und infolge der fortgesetzt zunehmenden Leistungen, für die die Kraftwerke neuerdings gebaut werden, ergab sich aber die zwingende Notwendigkeit einer vollständigen Umgestaltung im Aufbau der Schaltanlage, weil sich aus einer Anzahl schwerer Betriebsstörungen und Betriebsunfälle bei der Bedienung der Schaltvorrichtungen, deren Prüfung, Instandsetzung, Auswechselung u. dgl. bald zeigte, daß der Schaltanlage doch ganz hervorragende Aufmerksamkeit bei ihrer Durchbildung zugewendet werden müßte, um eine nach jeder Richtung sichere, gefahrlose und bei plötzlichen Störungen elastische Betriebsführung möglich zu machen. Das sieht man heute als selbstverständlich an, weil die Schaltanlage doch derjenige Bestandteil der Gesamtanlage ist, wo der erzeugte Strom gesammelt und überwacht, alle Betriebsvorgänge, die auf die Stromerzeugung und die Stromabgabe in elektrischer Hinsicht Bezug haben, angezeigt und dann sofort in geeigneter Weise behandelt werden müssen. Störungen in der Schaltanlage — besonders der des Kraftwerkes — können unter Umständen die gesamte Stromlieferung stillsetzen und dadurch die schwersten wirtschaftlichen Schädigungen des Unternehmens im Gefolge haben. Aus diesen kurzen Bemerkungen ist

daher schon ohne weiteres zu folgern, daß auch für die Durchbildung der Schaltanlage bestimmte Grundzüge maßgebend sein müssen, und zwar sind diese:

Betriebssicherheit, sowie gefahrlose und bequeme Bedienung aller Teile,

Übersichtlichkeit der gesamten Anordnung,

günstigste Raumausnutzung und leichte Erweiterungsfähigkeit.

Die Ausführungsformen für die Schaltanlagen sind naturgemäß sehr mannigfaltig. Der Aufbau richtet sich in erster Linie nach der Höhe der Spannung, die in den einzelnen Teilen der Schaltanlage vorhanden ist, ferner nach der Größe der in ihr gesammelten und verteilten Energie und den zu ihrer Unterbringung etwa zur Verfügung stehenden Räumen. Hierbei soll nochmals ganz besonders darauf hingewiesen werden, daß namentlich in Hochspannungsanlagen der Raum für die Apparate, Sammelschienen usw. vorhanden sein muß, der sich bei der Erfüllung der drei obengenannten Grundzüge aus der konstruktiven Durchbildung der verschiedenen Einrichtungen ergibt. Es ist daher bei Neuanlagen unbedingt erforderlich, daß die Räume für die Schaltanlage erst dann bestimmt werden, wenn aus der Konstruktion die Abmessungen derselben festgestellt sind. Bei dem oftmals notwendigen Hineinkonstruieren in vorhandene Räume muß ebenfalls streng darauf geachtet werden, daß der geforderte Platz für die Apparate, Sammelschienen usw. in den notwendigen Abmessungen zur Verfügung steht, denn anderenfalls kommt eine unzweckmäßige und betriebsunsichere Form heraus, die vielleicht noch gerade für den ersten Ausbau genügt, bei Erweiterungen aber nicht mehr ausreicht. Letzterer Übelstand wird dann oftmals dadurch zu beseitigen versucht, daß die vorhandenen Anlagen zusammengedrängt werden, um den notwendigen Raum für das Einbringen der neuen Apparate zu gewinnen, und das Resultat ist schließlich, daß die Betriebssicherheit der gesamten Anlage völlig verloren geht. Eine unter sehr beschränkten Raumverhältnissen erstellte Schaltanlage ist auf S. 520 beschrieben, und es ist aus Fig. 438 und 439 zu ersehen, daß man durch Anwendung geeigneter Konstruktionen auch in solchen Fällen Brauchbares schaffen kann.

Unter dem Begriff „Schaltanlage" wird nicht nur die Instrumenten- und Apparatenanlage, sondern auch die Leitungsanlage von den Klemmen der Maschinen bis zum Austritt der Fernleitungen aus dem Gebäude zusammengefaßt, und es muß sich daher die Projektierung auf alle diese Teile erstrecken. Ein den ganzen Aufbau der Schaltanlage bestimmender Unterschied ist daher in erster Linie insofern zu machen, ob es sich um Niederspannung oder um Hochspannung handelt. Beiden Ausführungsformen gemeinsam ist in der Regel die zentralisierte Unterbringung der Instrumente und der Vorrichtungen für die Betätigung der Regulierapparate und der Schalter (von Hand durch Handrad, Hebel, Kurbel oder durch Steuerschalter bei Fernantrieb) auf einer Schalttafel, die in den verschiedensten Formen

zur Ausführung kommt und zwar als Wand- oder freistehende Paneelschalttafel, als Schaltpult oder als Schaltsäule.

b) Der Aufbau der Instrumenten- und Betätigungstafel. α) Allgemeine Gesichtspunkte: Die Instrumente müssen übersichtlich und leicht ablesbar angeordnet sein; auf eine gute Lage der Regler- und Schalterantriebe zu den bei der Vornahme von Schaltungen zu beobachtenden Instrumenten ist ebenfalls besonders zu achten. Sind mehrere Maschinen- und Verteilungsstromkreise vorhanden, so soll jeder Stromkreis auf der Schalttafel sein eigenes z. B. durch Leisten auffällig markiertes Feld mit allen für die Überwachung des Betriebes notwendigen Vorrichtungen erhalten. Möglichste Symmetrie in der Gruppierung und Feldeinteilung ist naturgemäß anzustreben. Die Maschinenfelder sind vorteilhaft in der Mitte der Schalttafel und die Felder für die Nebenanlagen, die abgehenden Stromkreise usw. zu beiden Seiten anschließend anzuordnen. Diese Form bietet die bequemste Übersicht. Werden Schaltsäulen benutzt, so ist entweder für jeden Stromkreis eine besondere Säule aufzustellen, oder es sind an einer Säule im Höchstfalle die Instrumente usw. von zwei Stromkreisen übersichtlich getrennt zu vereinigen (siehe S. 482 und Fig. 339).

β) Der Platz für die Aufstellung der Schalttafel richtet sich nach den baulichen Verhältnissen, der Aufstellungsform der Maschinen und der Höhe letzterer über dem Maschinenhausflur. Es ist zunächst stets anzustreben, daß die Schalttafel eine derartige Lage zu den Maschinen hat, daß der Schalttafelwärter einen möglichst unbehinderten und unabgelenkten Überblick über dieselben erhält. Abgesehen von Anlagen, bei denen die Generatoren mit vertikaler Welle zur Aufstellung kommen, ist es daher besonders vorteilhaft, wenn die Schalttafel erhöht steht entweder auf einem Podium oder auf einer Galerie. Letzteres ist natürlich am günstigsten; der Raum unterhalb einer solchen Galerie kann dann zur Unterbringung von Teilen der Schaltanlage oder von Hilfsmaschinen usw. benutzt werden.

Bei sehr großen Anlagen und insbesondere bei solchen mit Maschinen von sehr großem Durchmesser ist es infolge der sich für den Maschinensaal ergebenden großen Abmessungen unter Umständen nicht mehr erreichbar, daß der Schalttafelwärter alle Vorgänge im Maschinenraum genau erkennen und sicher übersehen kann. Dann ist es zweckmäßiger, die Schalttafel derart aufzustellen, daß der Schalttafelwärter ganz unabhängig von den Vorgängen im Maschinenraume seine Arbeiten ausführt. Hierauf wird auf S. 480 noch besonders eingegangen werden.

Die erhöhte Aufstellung der Schalttafel gibt ferner der Maschinenbedienung die Möglichkeit, die Instrumente und namentlich die Stellung der Schalthebel, die Schaltersignallampen u. dgl. vom Maschinenraume aus zu erkennen und beim Parallelschalten schneller und sicherer den Anweisungen des Schalttafelwärters zu folgen, wodurch manche Betriebserleichterung geschaffen werden kann.

Architektonik z. B. in der Form, daß Gewölbebogen durch Säulen auf

der Schaltgalerie gehalten werden, ist tunlichst zu vermeiden, da namentlich bei langen Schalttafeln der freie Ausblick nach dem Maschinensaale durch solche Säulen behindert wird.

Ganz allgemein schließlich ist noch zu erwähnen, daß die Schalttafel einen derartigen Platz erhalten soll, daß auch am Tage ohne künstliche Beleuchtung eine gute Ablesung der Instrumente gewährleistet ist.

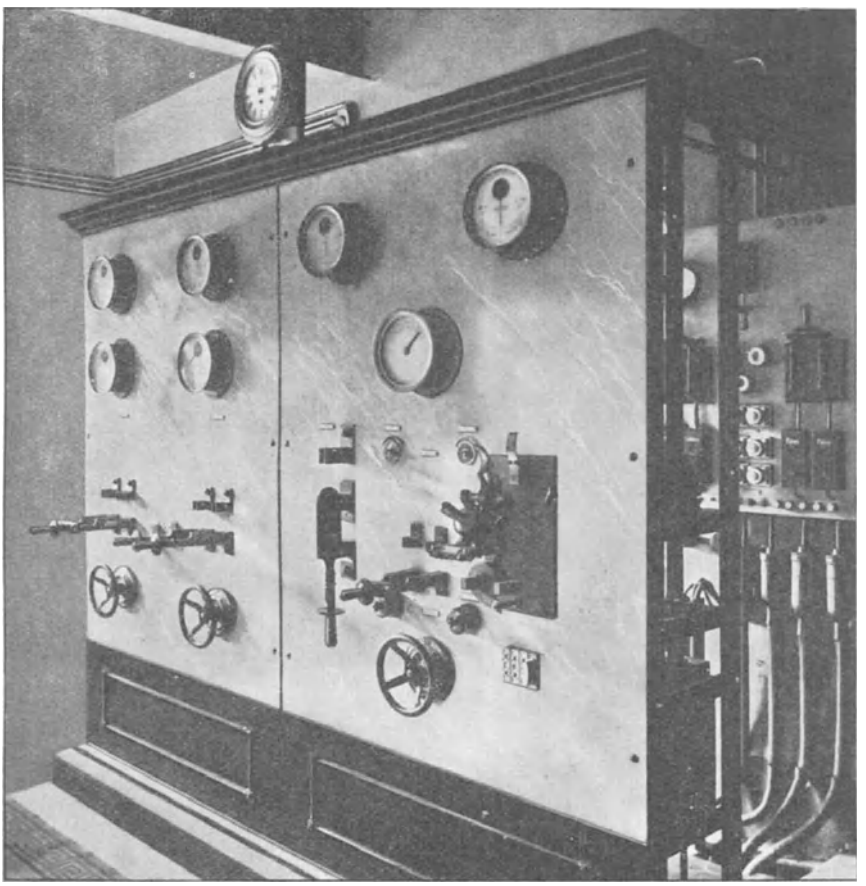


Fig. 392. Gleichstrom-Schaltanlage; Wandschalttafel mit Schaltern auf der Vorderseite (S. S. W.).

Bei Niederspannung kann man die Sicherungen und Schalter, also stromführende Teile auf der Vorderseite der Schalttafel unterbringen (Fig. 392). Dadurch werden sie natürlich für die Berührung zugänglich. Da nun bei Gleichstrom und Einphasenwechselstrom mindestens ein Pol, bei Drehstrom ohne vierten Leiter mindestens zwei Pole von Erde isoliert werden müssen, ist es notwendig, die stromführenden Apparate auf einer Unterlage aus isolierendem Material

zu gruppieren, und zwar verwendet man hierzu ausschließlich Schiefer- bzw. Marmorplatten. Holz ist wegen seiner Unzuverlässigkeit nicht benutzbar und nach den Vorschriften des V. D. E. für diese Zwecke verboten. Werden alle stromführenden Teile dagegen auf der Rückseite der Schalttafel auf besonderen isolierenden Grundplatten montiert oder bei Hochspannung in besonderen Räumen untergebracht, so ist es nicht mehr erforderlich, isolierendes Material für die Vorderseite zu verwenden. Man ersetzt die Marmor- oder Schieferplatten dann durch Blechplatten oder neuerdings auch durch glasierte Steine, Kacheln u. dgl. Eine derartige Ausführung ist besonders auch dann am

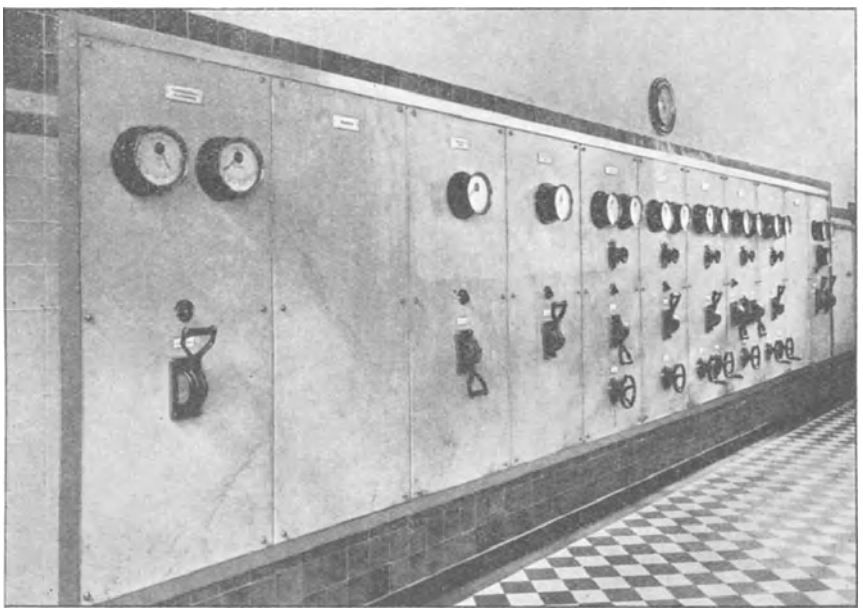


Fig. 393. Vorderseite einer Paneelschalttafel; Marmortafeln mit Eisenumrahmung auf Sockel von Kacheln (S. S. W.).

Platze, wenn in dem Raume, in dem sich die Schalttafel befindet, Öldämpfe oder Gase auftreten, weil durch diese die Marmorplatten leicht fleckig, schmutzig und dadurch unansehnlich werden. Die Blechplatten haben, sofern sie gut geerdet sind, den weiteren Vorteil, daß sie gleichzeitig auch die Instrumentengehäuse, Schaltergriffe usw. erden, also einen weiteren Schutz für die Schalttafelbedienung bilden.

Wie bereits oben angedeutet, werden nun die Instrumente, Schalthebel, Reglerhandräder usw. entweder an einer Wand- oder einer freistehenden Paneelschalttafel, auf einem Schaltpulte oder an Schaltsäulen befestigt.

γ) Wand- und Paneelschalttafel. Bei Niederspannungsanlagen kleinen und mittleren Umfanges wird am häufigsten die Wandschalt-

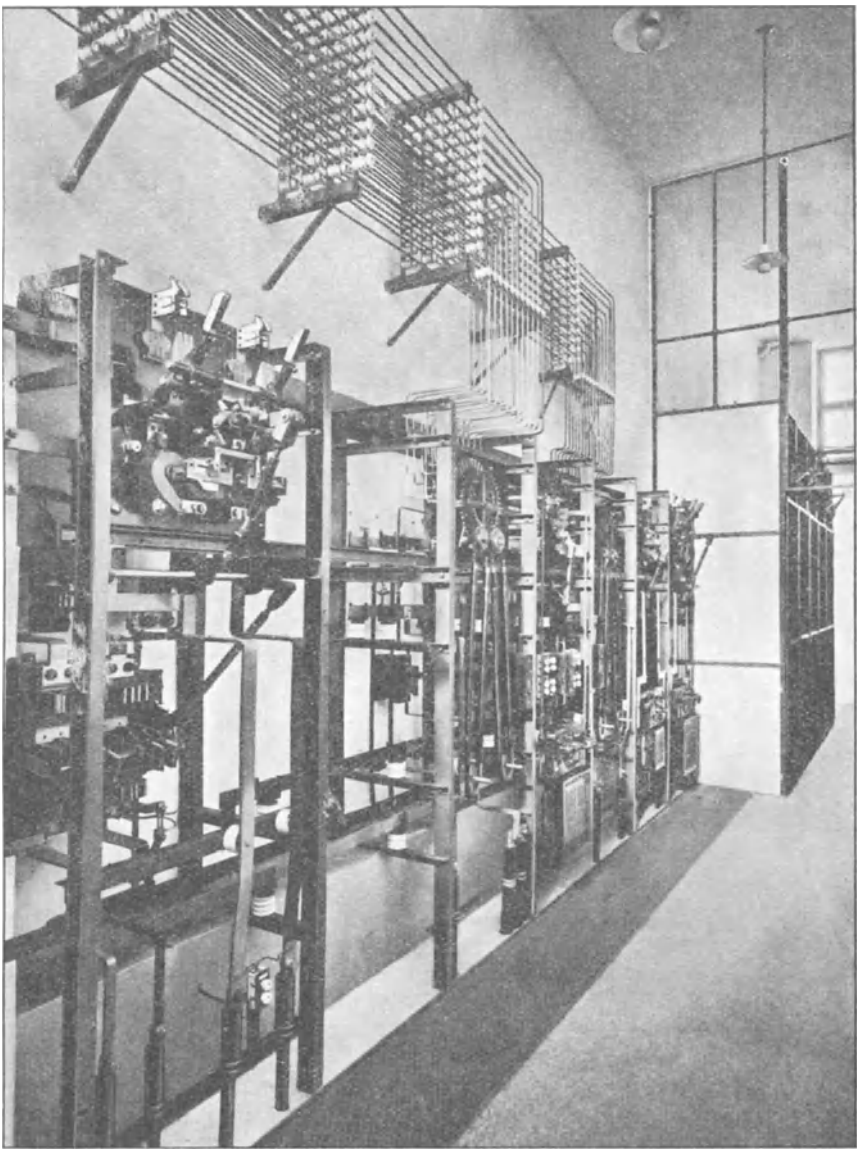


Fig. 394. Rückseite der Schalttafel Fig. 393.

tafel benutzt und zwar entweder mit oder bei besonders billiger Ausführung ohne Umrahmung. Diese Ausführung setzt voraus, daß die Schalter und Sicherungen auf der Vorderseite montiert sind. Werden sie auf der Hinterseite untergebracht, oder handelt es sich um Hochspannung bis etwa 15 000 Volt, wenn also der auf S. 496 näher erläuterte

Einbau der Apparate in Zellen noch nicht erforderlich ist, so tritt an Stelle der Wandschalttafel die freistehende Paneelschalttafel mit abgeschlossenem Hinterraume. Die Fig. 393 und 394 zeigen die Vorder- und Rückansicht einer solchen Schalttafel zusammengebaut mit der eigentlichen Schaltanlage d. h. in diesem Falle mit dem Eisengerüste, das die Apparate, Zähler, Sammelschienen usw. trägt.

Die Meßinstrumente werden, wenn es auf geringsten Preis besonders ankommt, in runder Form mit ihren Grundplatten auf die Tafeln aufgeschraubt (Fig. 393). Wesentlich geschmackvoller, für die Übersicht

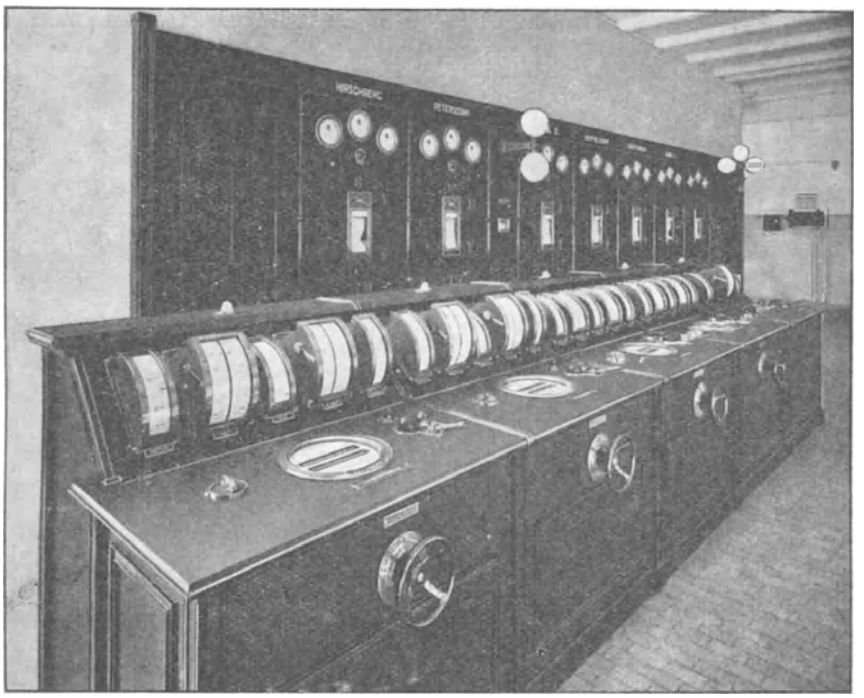


Fig. 395. Schaltpult und Paneelschalttafel mit eingelassenen Meßinstrumenten (S. S. W.).

und das Ablesen vorteilhafter, sowie in der allgemeinen Wirkung ruhiger, allerdings dafür aber etwas teurer, ist das Einlassen der Instrumente in die Unterlage derart, daß die Skalenfläche mit der Marmor- oder sonstigen Befestigungsplatte bündig liegt (Fig. 395). Handelt es sich schließlich um eine größere Anzahl von Meßinstrumenten, so benutzt man besser die sog. Profilinstrumente, die ebenfalls eingelassen werden und infolge ihrer geringen seitlichen Abmessungen eine unter Umständen nicht unbeträchtliche Platzersparnis zulassen, wodurch dann weiter auch die Übersicht über die ganze Schalttafel besser wird (Fig. 395). Besondere General- oder Stationsinstrumente für die allgemeine Aufsicht, sowie die Synchroniserinstrumente bei Wechselstrom werden

zweckmäßig im Mittelfelde der Schalttafel oder an dieser Stelle auf besonderen, drehbaren Wandarmen (Fig. 396) installiert, um sie hervorzuheben und von möglichst vielen Stellen aus sichtbar zu machen.

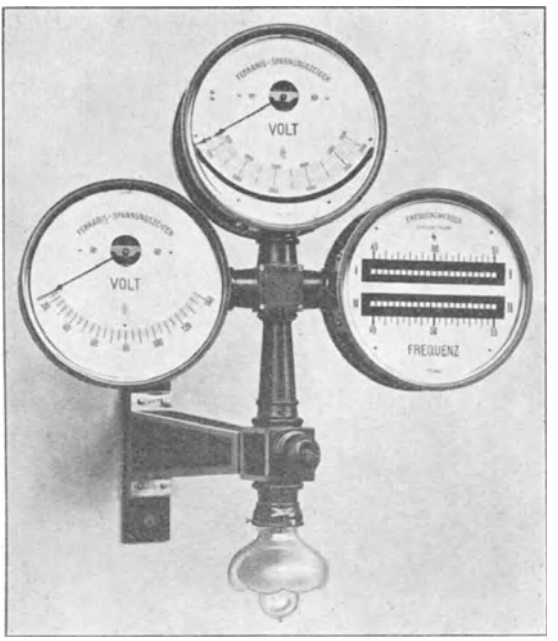


Fig. 396.

Eine recht zweckmäßige Ausführung der Vorderseite einer größeren Maschinenschalttafel ist in Fig. 397 abgebildet, die von der A. E. G. für das Elektrizitätswerk Amsterdam gewählt worden ist. Man sieht auf der Schalttafel außer den Profilinstrumenten nur kleine Betätigungsschalter und Signallampen. Außerdem ist das Schaltbild der gesamten Anlage in einpoliger Darstellung mit dünnen Leisten auf der Vorderseite markiert. Der Schalttafelwärter oder der

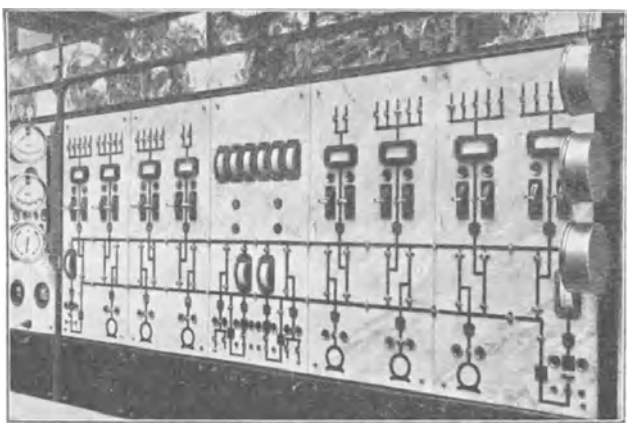


Fig. 397. Mittelfeld der neuen Schaltanlage des E. W. Amsterdam mit eingelassenen Profilinstrumenten und markiertem Schaltplan (A. E. G.).

Betriebsleiter ist hierdurch also jederzeit und auf die bequemste Art in der Lage, sich sofort über die Stellung der in den verschiedenen Stock-

werken montierten, elektrisch betätigten Apparate zu unterrichten. Eine ähnliche Ausführung zeigt die Fig. 398, und zwar handelt es sich hier um die Vorderansicht eines Freileitungsfeldes der Zentrale Niederrhein des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes. Das bei dieser Anlage zur Anwendung gekommene Doppelsammelschienensystem ist wiederum mit dünnen Leisten einpolig auf der Vorderseite markiert, und man kann dann ohne weiteres erkennen, auf welches Sammelschienensystem die einzelnen Freileitungen geschaltet sind.

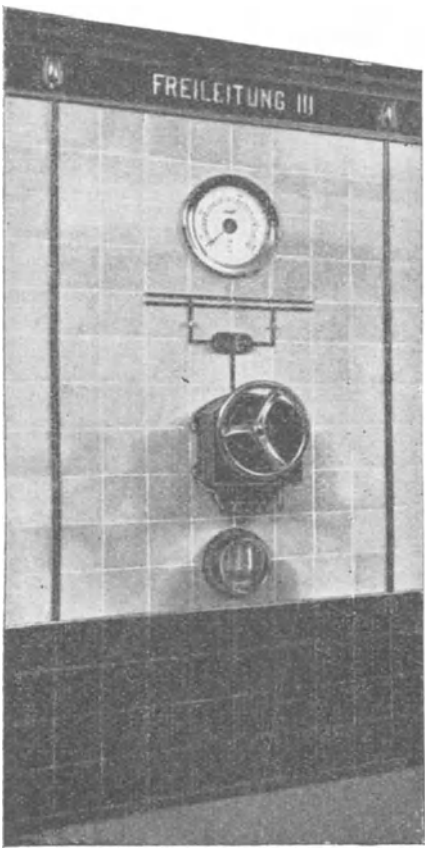


Fig. 398. Vorderansicht eines Freileitungsfeldes der Zentrale Niederrhein des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes (A. E. G.).

Ist der für die Schalttafel zur Verfügung stehende Raum in der Breite beschränkt, oder wird die Längenausdehnung der Schalttafel zu groß und damit für die Übersicht unbequem, so muß man dazu übergehen, entweder eine nach der Mitte zu winklige (Fig. 399) oder runde Aufstellung einzelner Felder zu wählen, oder die Tafel in zwei hinter- oder über- bzw. untereinander aufzustellende Teile zu zerlegen (Fig. 400). Derjenige Teil, der die Instrumente usw. für die Maschinen trägt, muß dabei natürlich den günstigsten Platz in bezug auf den Maschinenraum erhalten selbst dann, wenn die Führung der Verbindungs- und Maschinenleitungen in der Apparatenanlage ungünstiger ausfallen sollte.

Eine derartige Unterteilung der Schaltwand, wie überhaupt die Wahl einer Wand- oder Paneelschalttafel ist nur dann angängig, wenn der Raum hinter der Schalttafel für die Unterbringung der Apparate ausgenutzt werden kann, und sich eine einfache Leitungsführung, einfachster Schalterantrieb und gute Übersicht über die ganze Apparatenanlage einerseits, sowie der Instrumententafel vom Maschinensaal aus andererseits ergibt. Letzteres ist natürlich in völlig befriedigender Weise nur bei kleinen Anlagen zu erreichen, bei denen die Schaltwand zu ebener Erde oder auf einem Podium Aufstellung findet. Einen Nachteil besitzt diese Form der Instrumentenunterbringung, der darin liegt, daß der

Schalttafelwärter bei Ausführung von Schaltungen dem Maschinenraume den Rücken zukehren muß.

δ) Schaltpult und Schaltsäule. Soll dieser Nachteil vermieden werden, ist ferner der Raum hinter der Schalttafel beschränkt, oder werden die Schalter durch Fernsteuerung betätigt, ist außerdem unter-

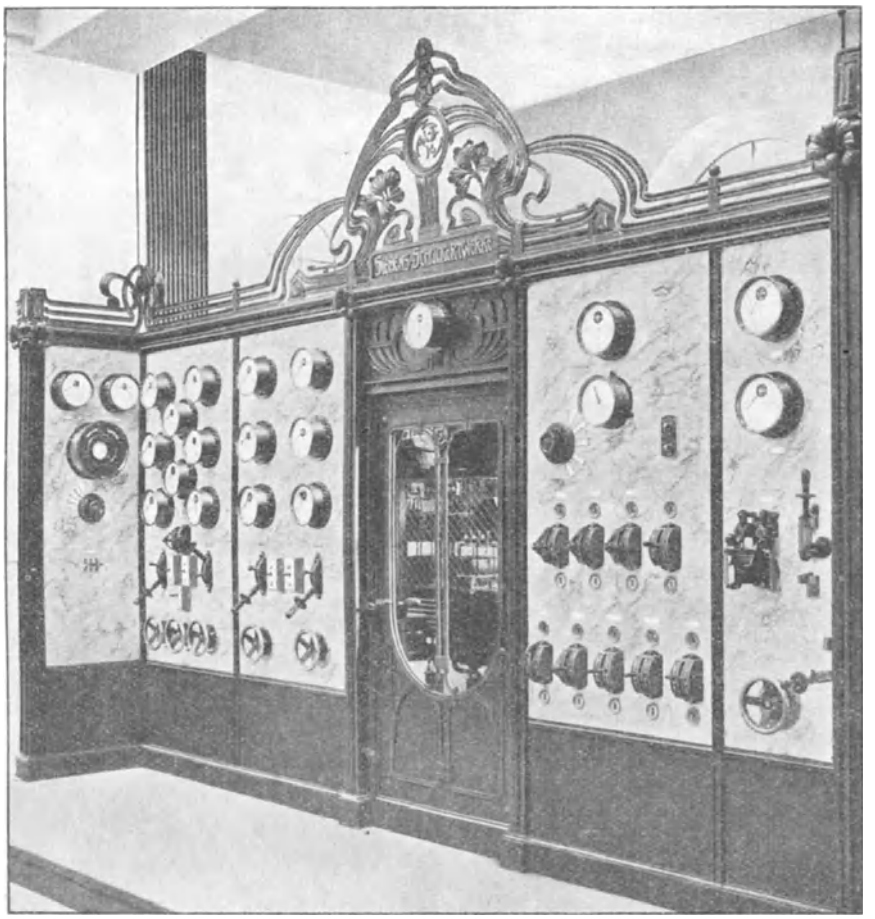


Fig. 399. Winklige Paneelschalttafel mit Mitteleingang zum Hochspannungs-Schaltraum (S. S. W.).

halb der Schalttafel Platz zur Aufstellung der Apparate vorhanden, so ist bei nur wenigen Stromkreisen das Schaltpult (Fig. 401) oder die Schaltsäule (Fig. 402) vorteilhafter. Die Schaltsäule hat dazu noch den Vorteil, daß sie selbst sehr geringen Platz zu ihrer Aufstellung erfordert und bei Instrumenten mit zweiseitiger Skala (Fig. 403) auch deren Beobachtung vom Maschinenraum aus ermöglicht. Schaltpult und Schaltsäule setzen aber für ihre Benutzung voraus, daß die Stromzeiger

bei Gleichstrom an Nebenschlüsse, bei Wechselstrom an Stromtransformatoren angeschlossen werden, da anderenfalls die Leitungsführung zumeist recht umständlich und teuer, unter Umständen sogar überhaupt nicht ausführbar wird.

Handelt es sich dagegen um eine große Zahl von Stromkreisen mit vielen Instrumenten, was besonders bei Ein- und mehr noch bei Dreiphasenanlagen der Fall ist, und sollen alle stromführenden Teile der Bedienung unzugänglich angeordnet sein, so wählt man besser ein Schaltpult oder Schaltsäulen und noch dazu eine Paneelschalttafel und gewinnt dadurch den Vorteil, daß die Längenausdehnung vermindert, also die Übersicht günstiger gestaltet wird. Außerdem wird so der Bedienungsweg für den Schalttafelwärter um die Hälfte verkürzt.

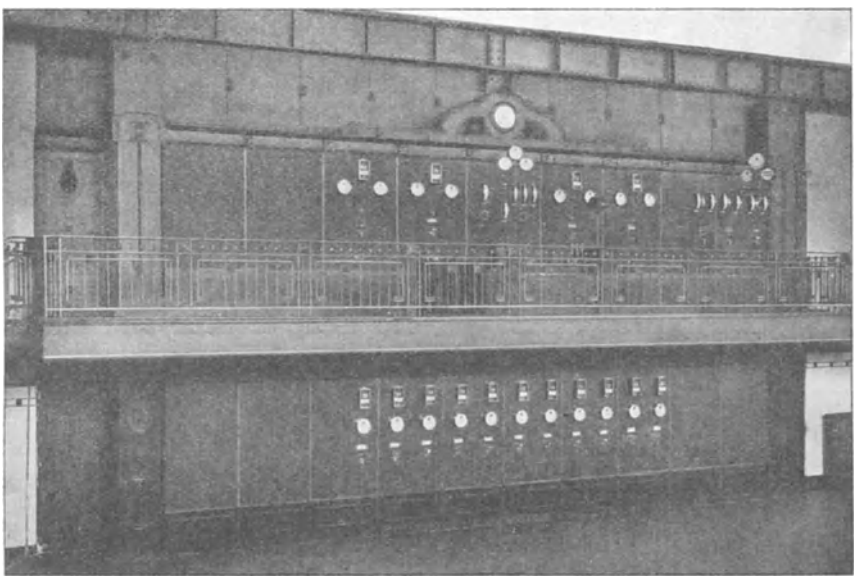


Fig. 400. Paneelschalttafeln übereinander (S. S. W.).

Die Verteilung der einzelnen Instrumenten- und Apparatengruppen hat dabei derart zu erfolgen, daß die Instrumente und Schalthebel bzw. Steuerschalter für die Maschinen auf den Schaltpulten bzw. an den Schaltsäulen, die Instrumente usw. für die abgehenden Stromkreise auf der Paneelschalttafel untergebracht sind.

Die Fig. 403 zeigt eine Schaltbühne mit Schalttafel und Schaltsäulen und die Fig. 404 eine Anlage mit Schalttafel und Schaltpult. Die Meßinstrumente in runder oder besser profilierter Form sind wiederum in das Schaltpult eingelassen. Die bei Ein- und Mehrphasenwechselstrom erforderlichen Synchronisierapparate hebt man auch hier aus dem Schaltpulte besonders hervor, indem man sie in einer kleinen drehbaren Säule zusammenfaßt und entweder in der Mitte oder zu einer Seite des Schaltpultes anordnet.

Die gegenseitige Aufstellung von Schaltpult und Schaltwand läßt nun zwei Lösungen zu. Bei der Aufstellung nach Fig. 404 hat der Schalttafelwärter beim Hantieren am Schaltpulte sein Gesicht nach dem Maschinenraume. Er kann infolgedessen leicht auch alle

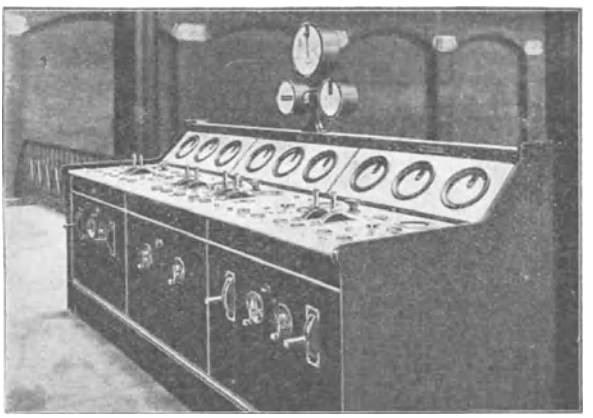


Fig. 401 a. Maschinenschaltpult in der Zentrale Amsterdam (A. E. G.).

Vorgänge, die sich an den Maschinen abspielen, überblicken. Diese Anordnung ist dann von Vorteil, wenn eine Verständigung zwischen Schalttafel- und Maschinenwärter gut und zuverlässig möglich ist, wenn also der Maschinenraum nicht zu große Abmessungen aufweist.

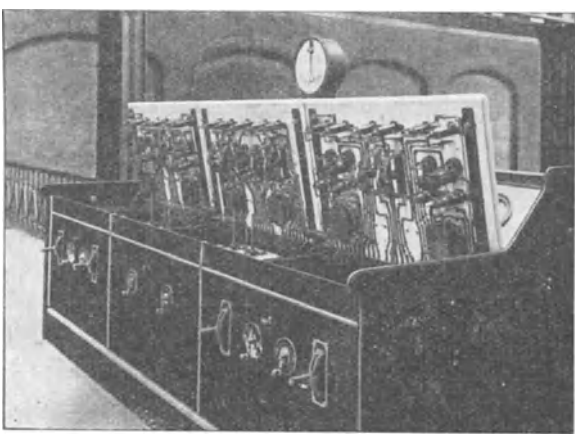


Fig. 401 b. Schaltpult der Fig. 401 a geöffnet.

Ist dagegen die Schaltbühne an einer Querwand des Maschinensaales aufgestellt, und besitzt letzterer eine große Längenausdehnung, so hat die Aufstellung des Schaltpultes nach Fig. 404 nur beschränkten Wert, ist unter Umständen sogar unvorteilhaft. Der Schalttafelwärter könnte durch unbeabsichtigte Zeichen oder an sich belanglose Vor-

gänge im Maschinenraum, die er nicht genau erkennen kann, verleitet werden, bestimmte Schaltungen anders vorzunehmen oder gar zu unterlassen, obgleich hierzu kein Grund vorliegt. In solchen Fällen ist es besser, wenn man von der Schalttafel aus den Maschinenraum z. B. beim Parallelschalten von Generatoren nicht übersehen kann, wenn man also die Schalttafelbedienung völlig unabhängig macht von den Vorgängen im Maschinenraume. Das wird abgesehen von der Wahl eines besonderen räumlich getrennten Schalthauses (siehe S. 495) dadurch erreicht, daß man das Schaltpult um 180° gegenüber Fig. 404 dreht. Man gewinnt dabei noch die weiteren Vorteile, daß das Schaltpult von allen Seiten bequem zugänglich ist, und daß außerdem der Schalttafelwärter sowohl die Instrumente des Schaltpultes als auch diejenigen auf der Paneelschalttafel, ohne seinen Platz verlassen oder sich umdrehen zu müssen, übersehen kann (Fig. 395).



Fig. 402. Generator-Schaltsäule mit drei Meßinstrumenten und Schalterfernantrieb (V. u. H.).

An Stelle der Schaltpulte benutzt man die einfacheren Schaltsäulen etwa dann, wenn die Betätigung der Maschinenschalter durch Stangenantrieb erfolgen soll, der ein weiteres Auseinanderrücken der Apparate notwendig macht. Die Aufstellung erfolgt allerdings in den meisten Fällen so, daß der Schalttafelwärter beim Hantieren an den Säulen auch den Blick nach dem Maschinenraume richten kann.

Die Schaltsäulen sind nicht gleich vorteilhaft wie das Schaltpult, denn sie behindern, namentlich wenn sie eine größere Anzahl von Instrumenten tragen, doch immer den freien Ausblick nach dem Maschinenraume.

Werden zur leichteren und sicheren Verständigung zwischen Schaltbühne und Maschinensaal bei sehr großen Anlagen besondere Kommandoapparate, wie sie im 29. Kap. beschrieben worden sind, benutzt, so verwendet man zu deren Unterbringung indessen gerne die Schaltsäulen, um diese Einrichtungen völlig von der Schalttafel zu trennen. Dadurch kann man dem Bedienungspersonale eine Betriebserleichterung schaffen und das schnelle Auffinden der Kommandoapparate, sowie die Bedienungssicherheit erhöhen. In Fig. 405 ist auch hierfür ein Ausführungsbeispiel dargestellt. Die Säulen werden in solchen Fällen aber niedrig gehalten und nicht zur Befestigung von Meßinstrumenten, sondern höchstens der Schalter- und Reglerantriebe benutzt.

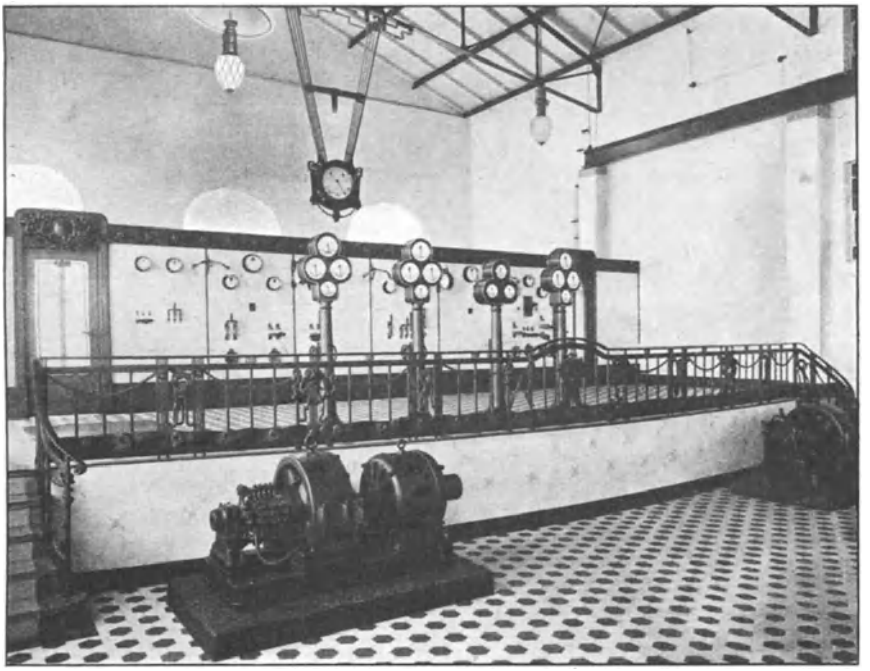


Fig. 403. Schaltbühne mit Schalttafel und Schaltsäulen (S. S.W.).

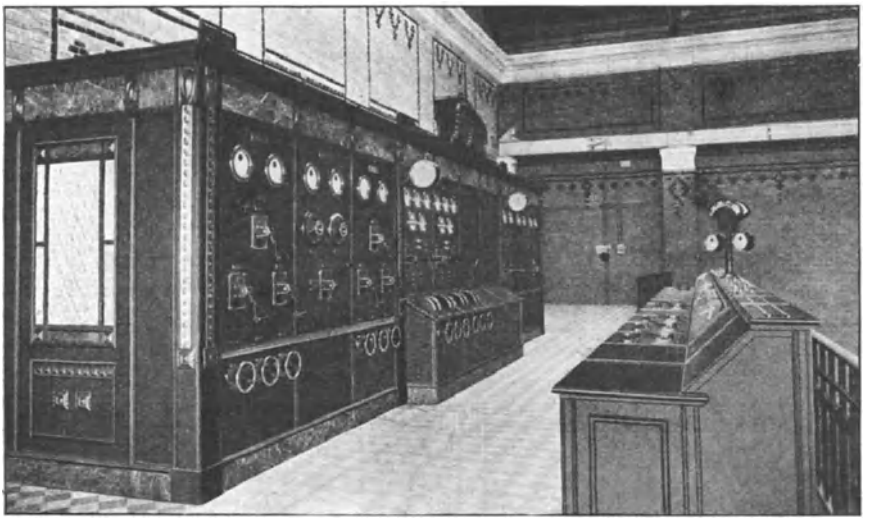


Fig. 404. Schaltbühne mit Schaltwand und Schaltpult in der Zentrale Leipzig (S. S.W.).

Ist die Schaltanlage räumlich vollständig vom Maschinenhause getrennt in einem besonderen Gebäude untergebracht, oder handelt es sich um sehr große Maschinensäle, dann sind Instrumentensäulen in unmittelbarer Nähe der einzelnen Generatoren zweckmäßig, wie auf S. 470 bereits angegeben und in Fig. 339 zur Darstellung gebracht. Diese Instrumentensäulen sollen aber nur mit Meßinstrumenten ausgerüstet sein, denn es interessiert den Maschinenwärter nur die Höhe und die Änderung der Belastung und das sonstige richtige elektrische Arbeiten der Generatoren. Irgendwelche Schalter-, Regulatorantriebe u. dgl. dürfen dem Maschinenwärter nicht zur Hand gegeben werden, damit er nicht in die Lage kommt, in die Verrichtungen des Schalttafelwärters ohne dessen Anordnung und Wissen

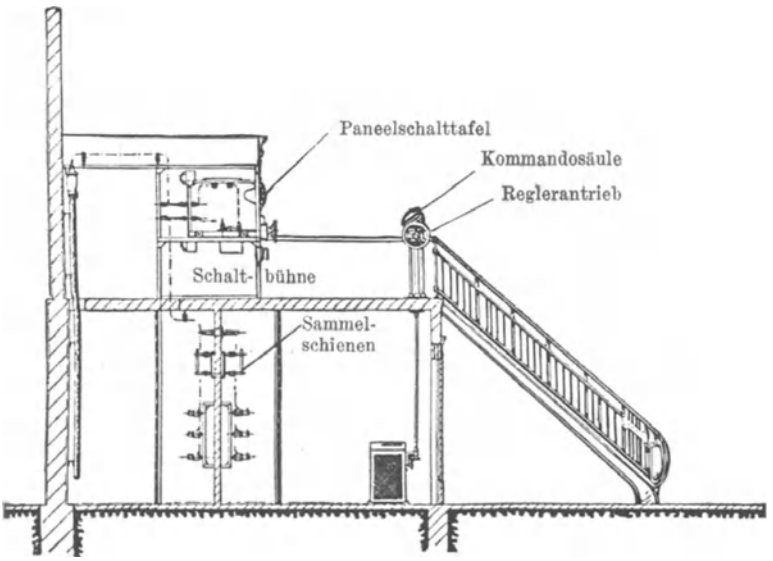


Fig. 405. Schaltbühne mit Schaltwand und Kommandosäulen (A. E. G.).

einzugreifen, selbst wenn plötzlich eine Störung an einer Maschine eintritt. Die Begründung hierfür liegt darin, daß der Maschinenwärter sich einmal aus den Angaben der Instrumente über die Ursachen und sonstigen Erscheinungen bestimmter Betriebsvorgänge kein richtiges Urteil bilden kann, und auch bei Maschinenstörungen erst der Schalttafelwärter verständigt werden muß, ehe z. B. ein belasteter Generator plötzlich abgeschaltet wird. Die Maschinenbedienung darf also in keinem Falle in die Aufgaben der Schalttafelbedienung eingreifen, weil sonst schwere Betriebsstörungen und Unterbrechungen für die Gesamtanlage die Folge sein können. Tragen die Schaltsäulen die Rückmeldevorrichtungen von Kommandoapparaten, so ist der Maschinenwärter jederzeit in der Lage, den Schalttafelwärter bei Unregelmäßigkeiten an den Maschinen so rechtzeitig zu verständigen, daß letzterer seine Schaltungen, Verschiebungen in den Belastungsverhältnissen der

Maschinen u. dgl. entsprechend einrichten kann. Besonders gesichert ist das Maschinenpersonal dann, wenn von den Instrumentensäulen Notsignale nach der Schalttafel gegeben werden können, eine Ausführung, die stets gewählt werden sollte.

Kann infolge beschränkter Raumverhältnisse die Aufstellung von Paneelschalttafel und Schaltpult bzw. Schaltsäule nicht durchgeführt werden, wie das in Umformerwerken häufiger vorkommt, weil gerade bei diesen Anlagen, die sich zumeist in bewohnten Gegenden befinden, der Grund und Boden sehr teuer ist, also hinsichtlich der Raumabmessungen unbedingt gespart werden muß, so kann man das Schaltpult auch unmittelbar mit der Paneelschalttafel zusammenbauen. Ein Ausführungsbeispiel hierfür zeigt die Fig. 406. Diese Form hat wohl den Vorteil der geringen Raumerfordernis und der

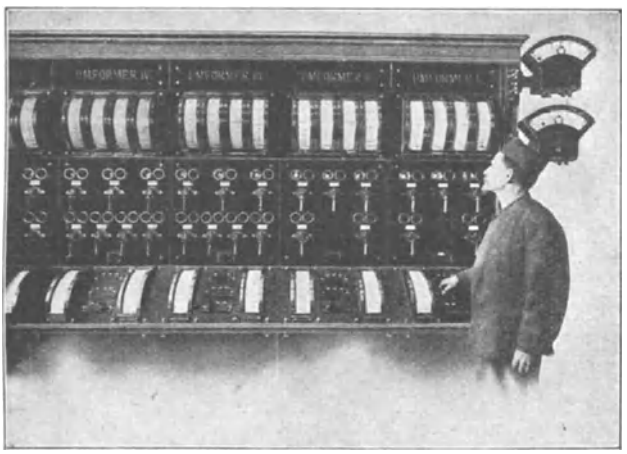


Fig. 406. Instrumenten- u. Betätigungstafel (Paneelschalttafel u. Schaltpult zusammengebaut) der Umformerstation Alte Jakobstraße der Berliner E. Wke (A. E. G.).

Vereinigung aller Instrumente und Apparate zu geschlossenen Gruppen, aber den Nachteil, daß gerade des letzteren Umstandes wegen die Übersicht beeinträchtigt wird.

c) Die Apparatenanlage. α) Bei Niederspannung sind zwei Ausführungen grundsätzlicher Art möglich, und zwar bei der Wand- oder Paneelschalttafel wie bereits auf S. 471 angedeutet die Montage der Apparate auf der Vorder- oder auf der Rückseite. In den Fig. 392 bis 394 waren zwei derartige vollständige Schaltanlagen abgebildet.

Bei größeren Stromstärken und bei Verwendung selbsttätiger Schalter geht man indessen immer mehr dazu über, alle Schalter, Sicherungen usw. lediglich auf der Rückseite in Eisengerüsten zu montieren und nur die Antriebsvorrichtungen für die Schalter auf die Vorderseite der Tafel zu bringen. Dadurch gewinnt man zunächst den Vorteil, daß der Schalttafelwärter mit stromführenden Teilen überhaupt nicht in Berührung kommen und durch Lichtbögen beim Schalten unter Last oder Ansprechen

einer Sicherung nicht gefährdet werden kann. Ferner erhält die Schaltwand ein gefälligeres Aussehen und wird in ihren Abmessungen außerdem kleiner, weil nunmehr der Raum, den die Instrumente auf der Vorderseite einnehmen, auf der Rückseite für die Unterbringung der Apparate ausgenutzt werden kann. Auch die beim Ansprechen namentlich größerer selbsttätiger Schalter hervorgerufenen Erschütterungen werden von den Instrumenten, Zählern, Signallampen usw. ferngehalten, und die gesamte Leitungsführung kann übersichtlicher gestaltet werden. Kommen sehr große selbsttätige Schalter in Frage, so sind dieselben von der Schaltwand völlig zu trennen und unter Benutzung von Gestänge-, Seil- oder Kettenantrieben je nach den räumlichen Verhältnissen entweder hinter der Schaltwand an einer festen Mauer oder über bzw. unter der Schalttafel in besonderen Eisengerüsten anzuordnen.

Eine derartige räumliche Verteilung der Schalter und auch der Regler für die elektrischen Maschinen auf die Tiefe hinter der Schaltwand bzw. auf Räume über oder unter derselben muß auch dann stattfinden, wenn es sich um eine große Zahl solcher Apparate handelt, damit die Schalttafel keine zu große, die Übersicht erschwerende Längenausdehnung erhält.

Ist der Raum um die Schalttafel überhaupt beschränkt, so begegnet man der Schwierigkeit, die selbsttätigen Schalter übersichtlich und leicht zugänglich einzubauen und zu betätigen, dadurch, daß man sie für selbsttätiges Einschalten einrichtet (Fernsteuerung). Man wird dann wesentlich freier in der Disposition und vermeidet die zumeist umständlichen und viel Platz erfordernden Übertragungsorgane. Auf die Vorderseite der Schalttafeln kommen in diesem Falle nur die Steuerschalter, die stets kleine Abmessungen aufweisen, und die zugehörigen Signallampen.

Da die Schaltanlage, wie auf S. 469 gesagt, nicht nur die Unterbringung und Anordnung der Instrumente und Apparate, sondern auch die gesamte Leitungsführung von den Maschinen bis zum Austritt der Verteilungsstromkreise aus dem Gebäude umfaßt, ist bei der räumlichen Verteilung der Apparate auf eine übersichtliche und möglichst einfache Leitungsführung ganz besonders zu achten. Verlassen die abgehenden Stromkreise das Gebäude als Freileitungen, so sind dementsprechend die Schalter und sonstigen Apparate auf den Schaltraum so zu verteilen, daß keine Umleitungen nötig werden. Erfolgt die Stromfortleitung durch unterirdisch verlegte Kabel, was in Niederspannungsanlagen bei sehr großen Stromstärken (etwa über 1000 Amp.) namentlich bei Gleichstrom für elektrochemische Betriebe, Hütten- und Walzwerke oftmals der Fall ist, dann ist die Ausführung der Schalter für Fernantrieb ganz besonders vorteilhaft, weil man dieselben, sofern der Maschinenraum unterkellert ist, unmittelbar neben den Maschinen unterbringen kann und dadurch eine außerordentlich einfache Leitungsführung erhält. Selbstverständlich ist, daß der Raum, in welchem sich die Sammelschienen und Schalter befinden, leicht übersehbar und für die schnelle Ausführung von Untersuchungen bzw. Reparaturen bequem zugänglich, also reichlich bemessen sein muß.

Wird eine derartige Aufteilung der Schaltanlage gewählt, so ist unschwer einzusehen, daß die Schalterbetätigung mit Hilfe von Gestängen oder Seilen bzw. Ketten nicht gleich gut ist, und außerdem recht erhebliche Mehrkosten verursachen kann.



Fig. 407. Einbau der Sammelschienen und automatischen Schalter im Keller eines Umformerwerkes (A. E. G.).

In Fig. 407 ist die Installation der Gleichstromsammelschienen einer Dreileiteranlage und der automatischen Gleichstromschalter für jeden Außenleiter getrennt in einer Zelle dargestellt. Es ist besonders auf die leichte Zugänglichkeit aufmerksam zu machen.

β) Die Stromzuleitung von den Maschinen zu der Apparatenanlage erfolgt, sofern die Maschinengehäuse nicht durch den Fußboden hindurchtreten, also eine Unterkellerung des Raumes nicht erforderlich machen (kleine Generatoren, Turbogeneratoren), zumeist durch Kabel, die im Maschinenhausfußboden in Tonrohre verlegt werden. Die Kabel müssen vorzüglich isoliert und besonders gegen Feuchtigkeit geschützt sein, da sich durch Kondenzwasserbildung bei Temperaturschwankungen oder durch andere Ursachen Feuchtigkeit in den Kanälen bilden kann. Es ist aus diesem Grunde auch für eine gute Belüftung dieser Kanäle Sorge zu tragen. Blanke Kupferschienen auf Isolatoren in Kanäle verlegt sind betriebsunsicher, da eine derartige Ausführung die Gefahr in sich schließt, daß durch Fremdkörper, Schimmelbildung auf den Isolatoren, Ratten u. dgl. Erdschlüsse und Kurzschlüsse zwischen den einzelnen Polen oder Phasen herbeigeführt werden können.

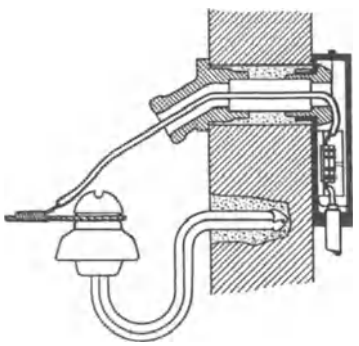


Fig. 408. Leitungsausführung (Mauerdurchführung) bei Niederspannung.

Haben die Maschinen so große Abmessungen, daß eine Unterkellerung erforderlich ist, so sollen die Anschlußklemmen am tiefsten Punkte des Maschinengehäuses liegen; die Ableitung erfolgt dann bei begehbarem Keller durch blanke, auf Isolatoren verlegte runde oder profilierte Leitungen (Fig. 407).

Bei sehr großen Stromstärken empfiehlt es sich, die Pole vollständig räumlich zu trennen, also besondere Kanäle oder Leitungswege für jeden Pol anzulegen, um Kurzschlüsse sicher zu verhüten, und die Schalter bzw. Sicherungen entsprechend aufzuteilen (Fig. 407).

γ) Die Mauerdurchführungen. An den Stellen, an welchen Freileitungen aus dem Betriebsgebäude aus- bzw. in dasselbe eingeführt werden, ist schließlich auf ausreichende Isolation gegen Erde zu achten. Das wird bei Niederspannung am einfachsten und zweckmäßigsten dadurch erreicht, daß die blanken Leitungen an einem Mauergestänge unmittelbar unterhalb der Einführungsstelle abgebunden, und an diese Isolatoren dann die als isolierte Leitungen aus dem Gebäude austretenden Leitungen angeschlossen werden. Die Isolierstücke für die Mauerdurchführung bestehen zumeist aus Porzellan und erhalten die in Fig. 408 wiedergegebene Form, deren gebogenes Ende abwärtsgerichtet nach außen kommt und damit über der Durchführungsstelle der Leitung ein Regendach bildet. Die Isolierrohre sind mit einem Gefälle von innen nach außen zu verlegen, um eindringendem Regen freien Abfluß zu gewähren. Die Porzellaneinführung wird jedoch nicht ganz durch die Mauer durchgeführt, denn bei Spannungen bis etwa 500 Volt genügt schon ein Hartgummi- oder Glasrohr, um einen elektrischen Durchschlag nach dem Mauerwerke und damit nach

Erde zu verhüten. Man benutzt daher nur für die Enden Porzellanstücke, und verbindet dieselben durch ein solches Isolierrohr. Die austretenden Leitungen sind außerdem mit einem nach unten gerichteten Bogen zu verlegen, damit z. B. bei Regen dem Wasser die Möglichkeit genommen ist, an den Leitungen entlang in die Durchführung zu dringen.

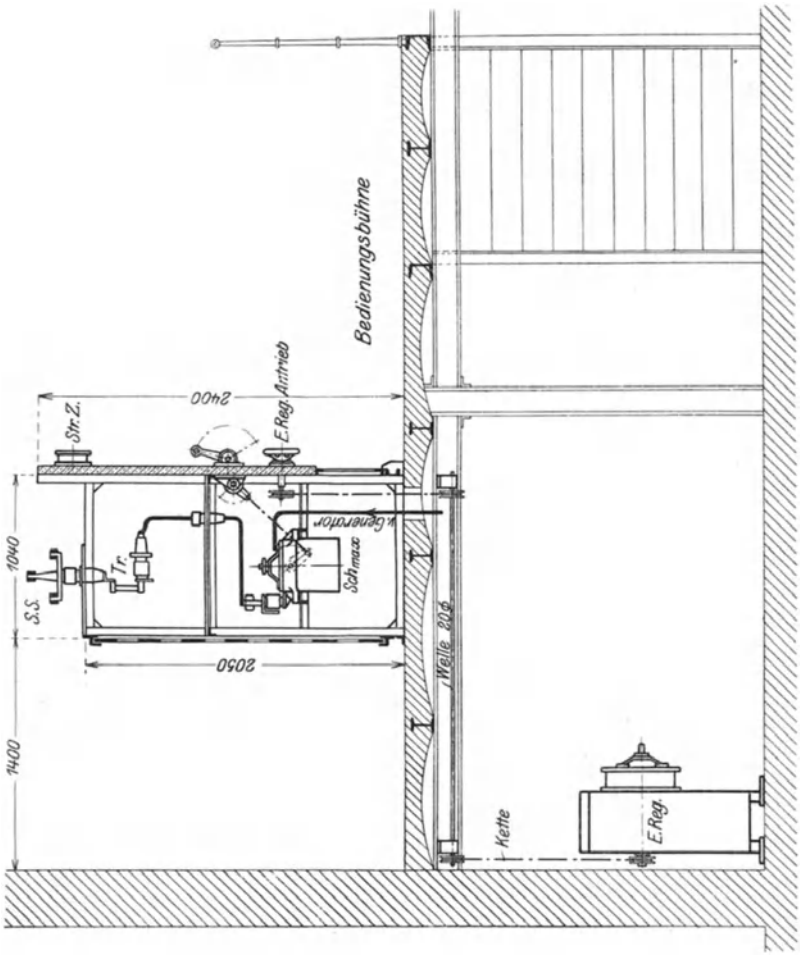


Fig. 409. Hochspannungsschaltanlage für 6000 Volt. Schaltgerüste und Bedienungstafel zusammengebaut (S. S. W.).

δ) Bei Hochspannung ist die Unterbringung der Apparate, namentlich wenn es sich um Spannungen über 15 000 Volt handelt, nicht ebenso einfach wie bei Niederspannung. Da im I. Bd. hierüber bereits gesprochen worden ist, wird sich das Nachfolgende in Erweiterung des dort Gesagten mehr auf die Behandlung besonderer Gesichtspunkte beschränken.

Alle Hochspannung führenden Teile müssen von der Instrumenten- und Betätigungsschalttafel räumlich so getrennt sein, daß ein Übertritt

von Hochspannung nach dieser unmöglich ist. Bei Spannungen bis etwa 6000 Volt kann man, sofern es sich um beschränkte Raumverhältnisse handelt, und wenn die Schalttafel erhöht gegenüber dem Maschinenhausflur steht, die Ölschalter und Meßtransformatoren für die Instrumente hinter der Schalttafel anordnen, während die Regler unter der

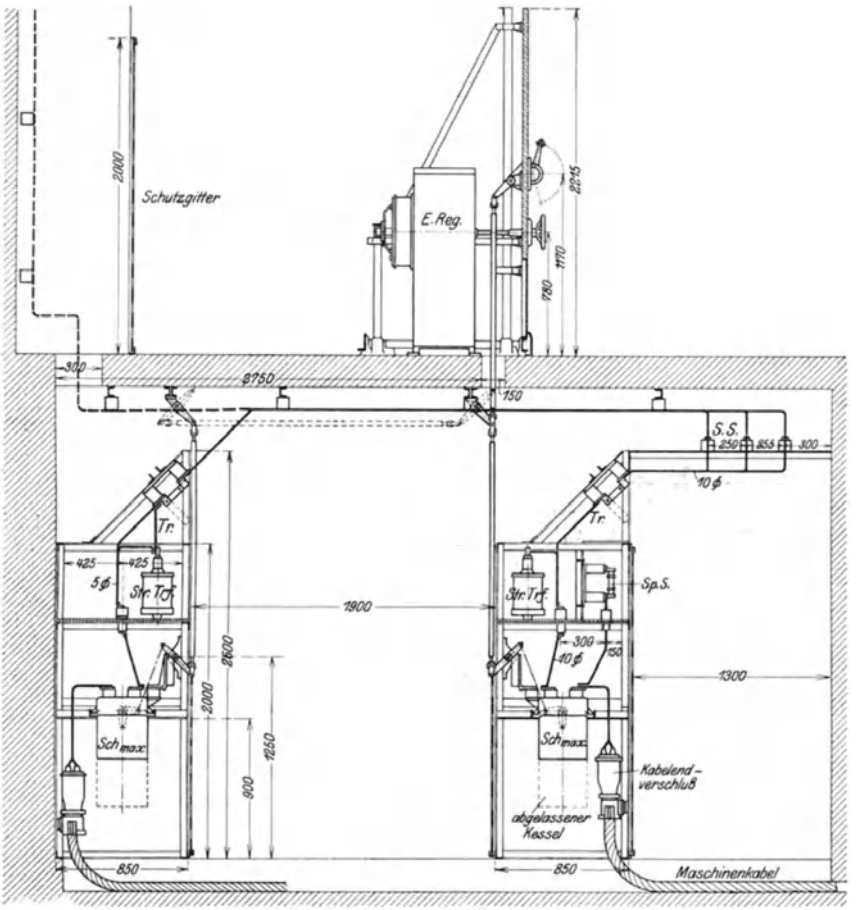


Fig. 410. Hochspannungsschaltanlage für 15000 Volt. Schaltgerüste und Bedienungstafel übereinander (S. S. W.).

Schalttafel Aufstellung finden. Dadurch erhält man den einfachsten Antrieb der Ölschalter und eine einfache und übersichtliche Leitungsführung. Die Fig. 409 zeigt eine derartige Ausführung. Sämtliche Apparate sind in Eisengerüsten montiert und durch blanke Kupferschienen mit den Sammelschienen verbunden. In Fig. 410 ist die umgekehrte Aufstellungsform abgebildet, bei der die Regler unmittelbar hinter der Hauptschaltwand, die Ölschalter und Hochspannungs-

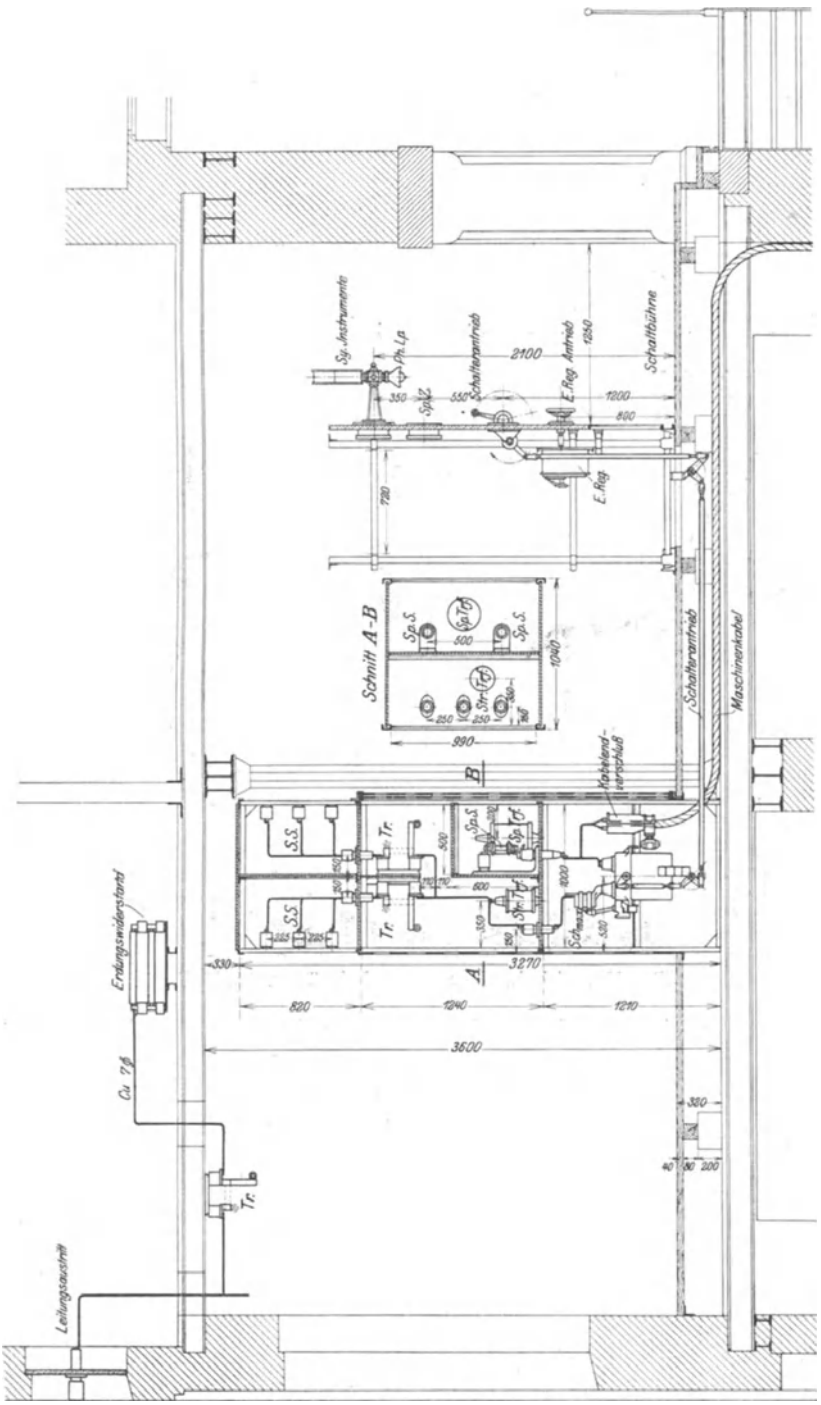


Fig. 411. Hochspannungsschaltanlage, Schaltgerüste und Bedienungstafel hintereinander auf einem Podium (S. S. W.).

sammelschienen im Keller untergebracht sind. Steht kein Kellerraum zur Verfügung, so kann die Teilung der Paneelschalttafel zweckmäßig sein, und zwar werden dann die Generatorenregler hinter der vorderen Paneelschalttafel aufgestellt, während die Hochspannung führenden Teile wie Trennschalter, Ölschalter, Meßtransformatoren, Sammelschienen u. dgl. hinter der zweiten Schaltwand, also räumlich vollständig getrennt von der vorderen Schaltwand, untergebracht werden. Die Schalterbetätigung erfolgt durch Gestänge oder Ketten bzw. Seile (Fig. 411).

Zwischen den beiden Schalttafeln muß ein Bedienungsgang von mindestens 1,5÷2 m vorhanden sein; infolgedessen wird die Tiefen-

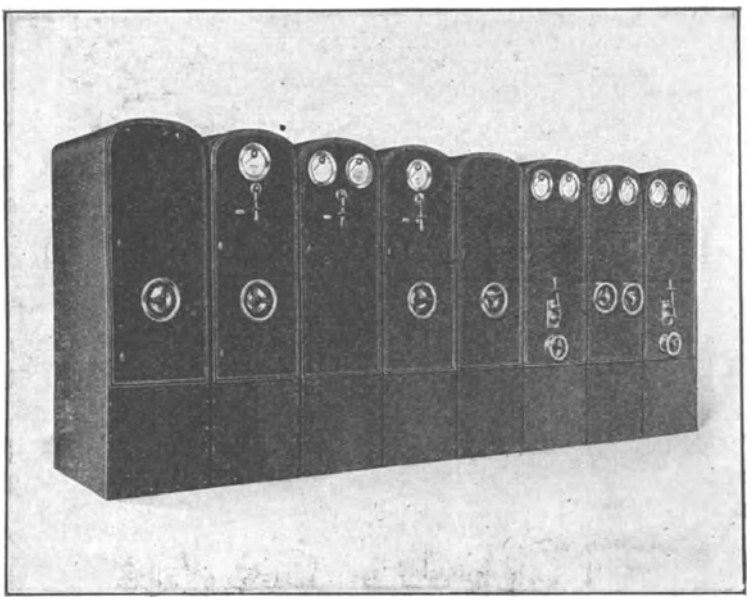


Fig. 412. Schaltanlage mit Schaltkästen (A. E. G.).

ausdehnung einer solchen Schaltanlage recht beträchtlich, da auch hinter der zweiten Schalttafel ein reichlicher Bedienungsgang vorgesehen werden muß, um die Hochspannungsapparate jederzeit beaufsichtigen, untersuchen und gegebenenfalls aus den Schaltgerüsten schnell und leicht entfernen zu können.

ε) Schaltkästen. Für Spannungen bis etwa 8000 Volt kommen an Stelle von Schalttafeln mit Schaltgerüsten auch besonders konstruierte Schaltkästen zur Anwendung, und zwar sind dieselben dort am Platze, wo die Bedienung von Hochspannungsschaltapparaten ungeschultem Personal anvertraut werden muß, ferner in solchen Räumen, in denen durch Staub, Ruß, Tropfwasser und ähnliche Ursachen die Apparate beschädigt werden können. Hierzu gehören in erster Linie Motoren- und Verteilungsanlagen in Werkstätten, Gruben und Hüttenbetrieben. Auch dann,

wenn die Schaltanlage infolge Raummangels an einer solchen Stelle untergebracht werden muß, an der mit vielen und großen Maschinenteilen u. dgl. hantiert wird, ist diese vollständige Einkapselung der Apparate besonders zweckmäßig. In Fig. 412 ist eine aus derartigen Schaltkästen (für jeden Stromkreis ein getrennter Kasten) gebildete Schaltanlage dargestellt, wie sie von der A. E. G. ausgeführt wird. Die Fig. 413 zeigt einen Schnitt durch einen solchen Schaltkasten, der in diesem Falle, wie aus dem Schaltplane ersichtlich, mit einem selbsttätigen Ölschalter, Trennschaltern und einem Strom- und Spannungszeiger ausgerüstet ist. Die Stromzu- und -fortleitung erfolgt hier durch dreifach verseiltes Kabel. Der Schalter wird mittels Handrades, die Trennschalter mittels eines Schalthebels bedient.

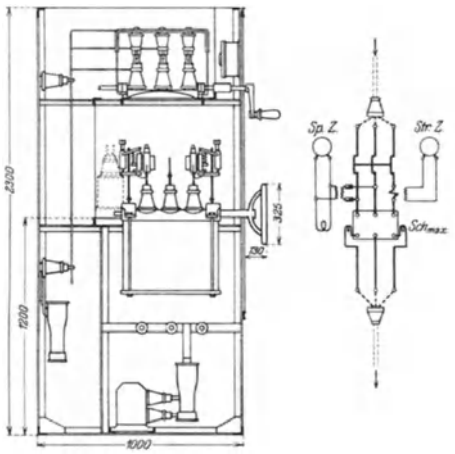


Fig. 413. Schnitt und Schaltplan zu einem Schaltkasten nach Fig. 412.

Derartige Schaltkästen werden in den verschiedensten Zusammenstellungen gefertigt. Sie müssen stets so eingerichtet sein, daß das Öffnen von Klappen oder Türen, um zu den Apparaten zu gelangen, nur in völlig spannungslosem Zustande der Inneneinrichtung möglich ist. Es müssen also der Ölschalter und die Trennschalter mit diesen Klappen oder Türen mechanisch sicher verriegelt sein und zwar derart, daß auch das Einschalten der Trennschalter bzw. des Ölschalters unmöglich ist, solange die Bedienungstüre des Schaltkastens offen steht.

ζ) Schaltwagen. Eine andere besondere Ausführung der Hochspannungsschaltanlagen für Spannungen bis etwa 15 000 Volt ist diejenige mit Schaltwagen, wie sie in Fig. 414 abgebildet ist. Alle nach dem Schaltplane (Fig. 415) zu einem Stromkreise gehörenden Instrumente und Apparate sind jedesmal in einem besonderen, mit Rädern versehenen Gerüste untergebracht. Die ganze Schaltanlage setzt sich wiederum aus solchen einzelnen Wagen zusammen, die nebeneinander aufgestellt werden. Diese Bauart hat vor der festen Aufstellung den Vorzug, daß alle Schaltapparate eines Stromkreises, an denen Arbeiten vorgenommen werden sollen, völlig sicher aus der Nähe stromführender Teile dadurch entfernt werden können, daß man den betreffenden Wagen aus der Schaltanlage herausfährt.

Jeder Schaltwagen muß wiederum eine Vorrichtung besitzen, die derartig mit dem Ölschalter und den Trennschaltern mechanisch verriegelt ist, daß das Herausfahren vor dem Öffnen der Schalter unmög-

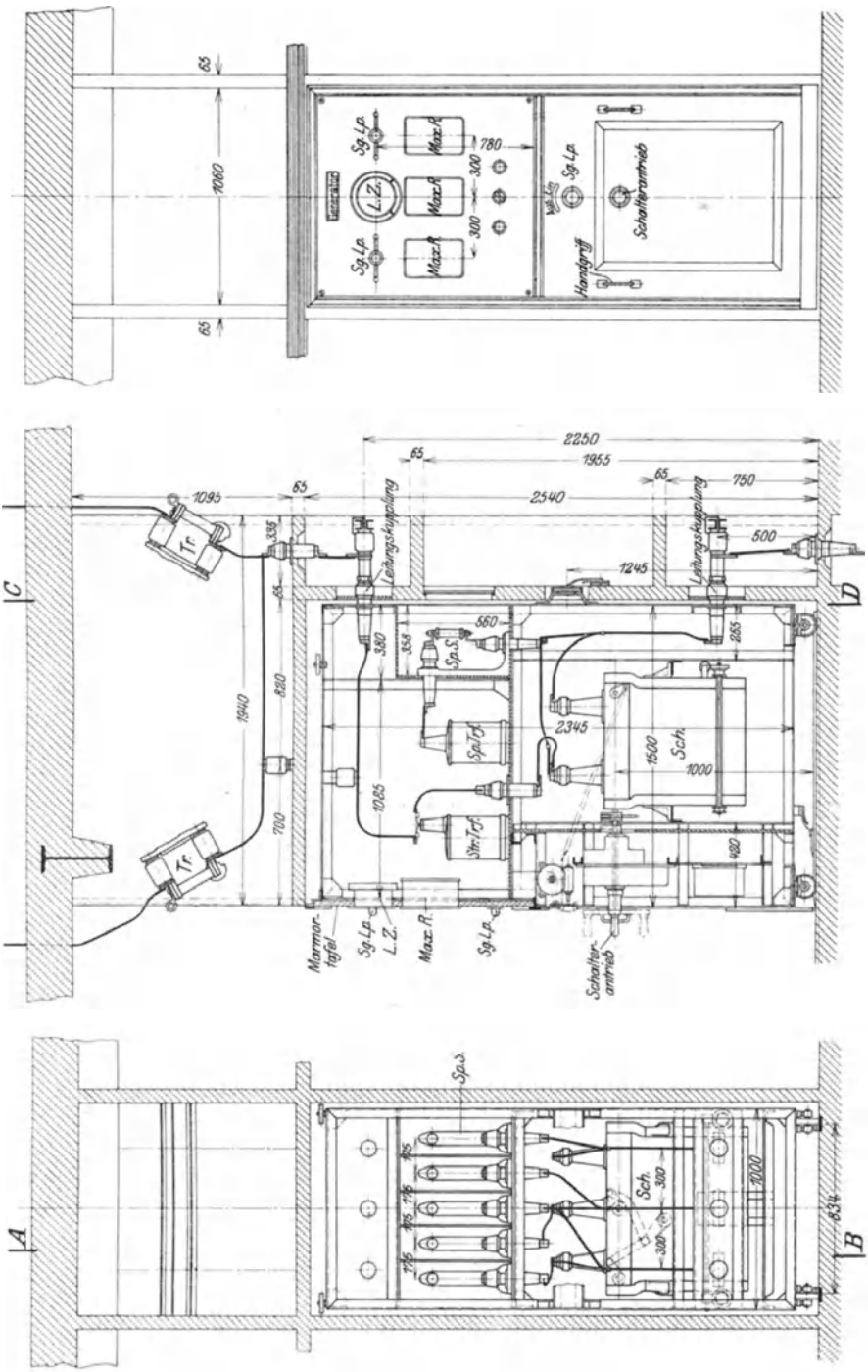


Fig. 414. Schaltwagen für eine 15 000-Volt-Drehstromanlage (S. S. W.).

lich ist. Die Unterbrechung der hinteren Anschlußkontakte erfolgt dann in völlig stromlosem Zustande.

Infolge des geteilten Aufbaues einer nach dieser Form hergestellten Schaltanlage ist bei vorkommenden Störungen an derselben eine längere Außerbetriebsetzung des betreffenden Generator- oder Abzweigteiles vermieden, da jedes Feld in wenigen Minuten entfernt und durch ein bereitstehendes Reservefeld ersetzt werden kann. Reparaturen erfolgen also nicht in der Nähe stromführender Teile, sondern lassen sich durchaus gefahrlos in der Werkstatt vornehmen. Ein derartiger Aufbau der Schaltanlage ist besonders für Hüttenwerke und für solche Betriebe vorteilhaft, in denen häufig Änderungen vorkommen. Dann empfiehlt es sich aber auch, das Doppelsammelschienensystem anzuwenden, und die Schaltwagen dabei mit besonderen Steckumschaltern auszurüsten, die nach Bedarf mit dem einen oder anderen Sammelschienensystem verbunden werden. Die Fig. 405 zeigt eine derartige Ausführung der A. E. G., bei der die Sammelschienen in besonderen Gerüsten unterhalb der Schalttafel untergebracht sind.

Handelt es sich um Spannungen über etwa 15 000 Volt und ferner

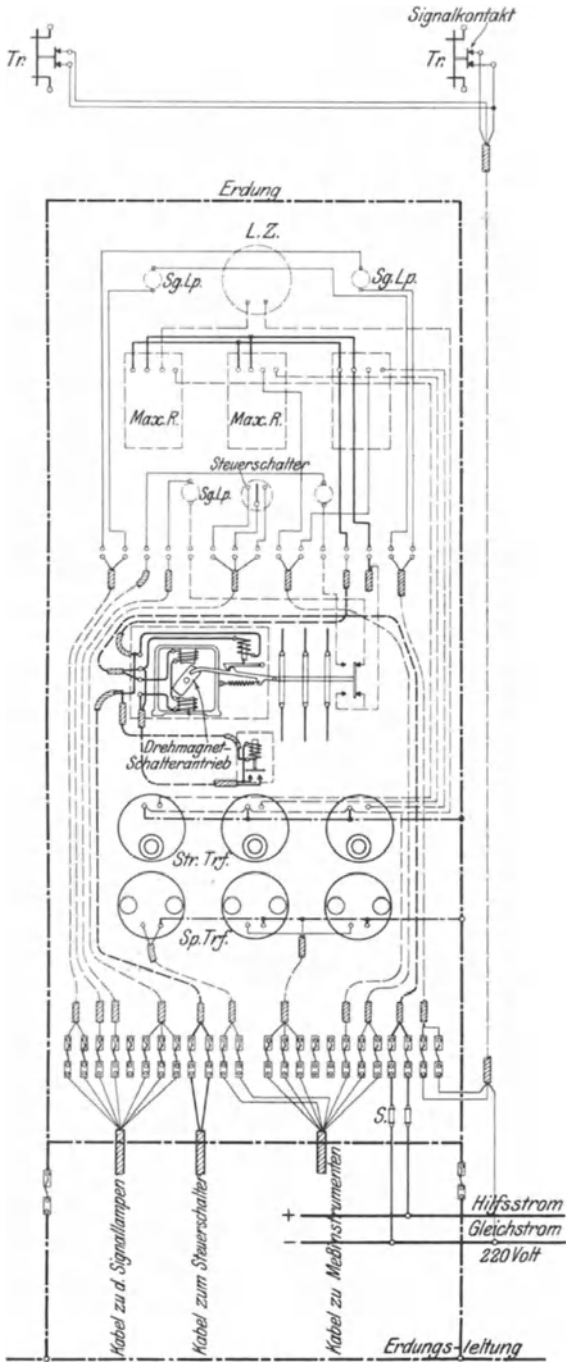


Fig. 415. Schaltplan zum Schaltwagen Fig. 414.

um größere und größte Kraftwerke, so können die Hochspannungsapparate, Sammelschienen, Verbindungsleitungen usw. nicht mehr in die Gerüste der Schaltwand oder in Schaltwagen eingebaut werden. Man muß dann vielmehr dazu übergehen, die gesamte Schaltanlage in besonderen Räumen unterzubringen und zwar in erster Linie aus dem Grunde, weil der wichtigste Teil der Hochspannungsapparate (Ölschalter und Meßtransformatoren) mit großen Öltöpfen ausgerüstet ist. Wenn auch das Öl als vorzügliches Isoliermittel heute noch nicht entbehrt werden kann, so hat dasselbe aber den nicht zu unterschätzenden Nachteil, daß dasselbe über eine bestimmte Temperatur erhitzt nicht nur durch einen Funken oder eine Flamme, sondern auch von selbst bei Berührung mit der Luft zur Entzündung kommt. Die Ölgase bilden mit der Luft zusammen ein entzündbares und explosibles Gemisch, und diese Umstände sind es, die dazu zwingen, die Hochspannungsschaltanlagen von der Schaltwand und vom Maschinenraume möglichst weit entfernt und feuersicher getrennt unterzubringen. Als erster Grundsatz für die Ausbildung von Hochspannungsschaltanlagen unter diesen und ähnlichen Verhältnissen gilt demnach, daß Einwirkungen von Ölbränden und Explosionen auf andere Teile der Anlage auf das geringst mögliche Maß beschränkt werden müssen, und zwar durch Verringerung der Ausbreitungsmöglichkeit eines Brandes bzw. einer Explosion und durch die Erleichterung des Löschens. Auch auf den Schutz des Bedienungspersonales ist natürlich ganz besonderer Wert zu legen.

Die Räume, die zur Unterbringung einer Hochspannungsanlage erforderlich sind, dürfen ferner nicht zu niedrig (nicht unter 4 m Höhe) und nicht mit Apparaten zu dicht besetzt sein. Sie müssen staub-, feuchtigkeits- und frostfrei sein und gute Lichtverhältnisse aufweisen. In der Regel werden sämtliche Apparatenräume zu einem mehrstöckigen Bau zusammengeschlossen. Jedenfalls ist diese Ausführungsform derjenigen vorzuziehen, bei welcher alle Apparate in einem einzigen Raume aufgestellt sind, weil im ersteren Falle der Aufbau der Schaltanlage für jeden einzelnen Stromkreis hinsichtlich der Leitungsführung und der Apparatenanordnung in Symmetrie zum Schaltplane vorgenommen werden kann. Diese Maßnahme der zweckmäßigsten Leitungsführung muß unbedingt ausschlaggebend sein, denn sie erhöht die Übersichtlichkeit und Betriebssicherheit, vermindert die Gefahr bei der Bedienung und ermöglicht große Betriebselastizität, sowie schnellste Lokalisierung bei Störungen in einzelnen Teilen der Schaltanlage.

Ein solches Schaltgebäude (Schaltturm) kann nun entweder unmittelbar mit dem Maschinenhause zusammengebaut oder vollständig getrennt als selbständiges Gebäude errichtet werden. Wann das eine oder das andere zweckmäßig ist, läßt sich grundsätzlich nicht beantworten.

Der Zusammenbau des Schalthauses mit dem Maschinenhause bildet die Regel, und ist bisher selbst für die größten Anlagen und bei höchsten Spannungen ohne Nachteil angewendet worden.

Erlaubt es die Gesamtdisposition in erster Linie natürlich mit Rücksicht auf die Grunderwerbskosten, das Schalthaus von dem Maschinengebäude zu trennen, so ist diese Ausführung empfehlenswerter; sie kommt aber zumeist überhaupt nur in Frage, wenn es sich um sehr große Anlagen handelt. Wird in dem räumlich getrennten Schalthause gleichzeitig die Bedienungsanlage untergebracht (Schaltwand, Schaltpult usw.), so ist, wie auf S. 470 bereits erwähnt, die Schalttafelbedienung völlig unabhängig von den Vorgängen im Maschinenhause, hat also lediglich alle Schaltungen nach den Meßinstrumenten zu regeln. Außerdem können z. B. Brände im Schalthause nicht auch den Maschinenraum gefährden, was im anderen Falle nicht immer als völlig ausgeschlossen anzusehen ist und beim Eintreten zu außerordentlichen Betriebsstörungen führen kann, wie das in der Praxis bereits vereinzelt vorgekommen ist. Die Entscheidung also, ob angebautes oder getrenntes Schalthaus zu wählen ist, hängt von der Größe der Anlage und von der Gesamtsituation ab, und es ist daher dem projektierenden Ingenieur zu empfehlen, gegebenenfalls beide Ausführungsformen zu prüfen.

Zwei Fälle seien hier noch besonders hervorgehoben, in denen die Trennung des Schalthauses vom Maschinengebäude zur Notwendigkeit wird[1]).

Kommen als Antriebsmaschinen Dampfmaschinen bzw. Dampfturbinen zur Aufstellung, und muß das Kesselhaus an einer Längsseite des Maschinenhauses angebaut werden, so muß zur Unterbringung des Schalthauses an einer Querwand des Maschinengebäudes genügend Platz vorhanden sein. Oftmals ist aber die Ausdehnung des Grundstückes nach dieser Richtung beschränkt oder überhaupt nicht möglich. Dann müßte man auch die zweite Längswand des Maschinenhauses zum Anbau der Schaltanlage benutzen, womit aber der große Nachteil verbunden wäre, daß bei einer solchen Bauform der Maschinensaal das Tageslicht nur durch Oberlicht erhalten würde. Hier ist also die Trennung der Anlagen die vorteilhafteste Lösung. Auch bei Wasserturbinenanlagen kommen Gelegenheiten vor, die die vollständige Trennung des Schalthauses besonders empfehlenswert machen, dann nämlich, wenn für den Anbau desselben an das Maschinenhaus kostspielige Fundamentierungen im Ober- oder Unterwasserkanal notwendig werden.

η) Bei der Verteilung der Apparate auf die einzelnen Stockwerke des Schalthauses ist nach bestimmten Gesichtspunkten vorzugehen. Hierauf wird bei der Besprechung ausgeführter Anlagen noch besonders eingegangen werden. In der Mehrzahl der Fälle findet man folgende Verteilung, sofern die abgehenden Leitungen als Freileitungen ausgeführt sind:

---

[1]) Kraftwerke mit getrennten Schalthäusern sind ausgeführt worden für die Niagarafälle, für die Trollhättanfälle, die Victoria-Falls-Power-Co., Rheinfelden, Lauffenburg und neuerdings für das märkische Elektrizitätswerk.

Erdgeschoß: Ankommende Maschinenleitungen, Transformatoren und die auf der Unterspannungsseite letzterer vorhandenen Apparate.

I. Obergeschoß: Sämtliche Ölschalter und die Apparate auf der Oberspannungsseite der Transformatoren, wie Meßtransformatoren, Trennschalter usw.

II. und gegebenenfalls III. Obergeschoß: Blitz- und Überspannungsschutzapparate und Sammelschienen sowie Leitungsausführungen.

Die nun auf S. 469 erwähnten Forderungen für den betriebssicheren Aufbau einer Hochspannungsschaltanlage werden dadurch erfüllt, daß der Einbau der Apparate, Sammelschienen, Verteilungsleitungen usw. in feuersicheren Zellen vorgenommen wird, wie das bereits im I. Bd., S. 300 kurz besprochen worden ist. Als Material, aus dem diese Zellen hergestellt werden, benutzt man Beton, Ziegelmauerwerk, auch besonders hergerichtete feuerfeste Platten, wie Xylolith, Duromaterial usw. Unter Umständen empfiehlt es sich, da der Aufbau der Zellen ein verhältnismäßig geübtes Personal erfordert, in der Fabrik das Gerippe für die Zellen aus Eisen vorzubauen und an Ort und Stelle dasselbe dann nur mit Gips, Zement, Beton usw. auszufüllen. In Fig. 416 und 417 ist eine solche Zelle im ursprünglichen und im fertigen Zustande abgebildet. Man wird zu diesem Mittel greifen, wenn die Anlage in einer Gegend zu errichten ist, in der z. B. durch Montageschwierigkeiten ein guter Zellenaufbau nicht sicher gewährleistet werden kann (Übersee). Alle Zellenwände sollten mit wetterfester Lackfarbe gestrichen werden, damit jeder Feuchtigkeitseinfluß vermieden wird.

Die Zellenabmessungen sind durch die Masse der einzubauenden Apparate einerseits und durch den Abstand der in ihnen unterzubringenden blanken Verbindungsleitungen voneinander und von Erde andererseits gegeben. Sind in einer Zelle mehrere Apparate unterzubringen, wie z. B. Ölschalter und Trennschalter oder Ölschalter und Meßtransformatoren, so sind einzelne abgeschlossene Kammern zu bilden, um durch diese Form zu erreichen, daß z. B. bei einem Ölbrande die anderen Apparate nicht in Mitleidenschaft gezogen werden. Ferner hat diese Scheidung noch den Zweck, die Bedienung der einzelnen Apparate gefahrlos und bequem vornehmen zu können und eine gute Übersicht zu erhalten.

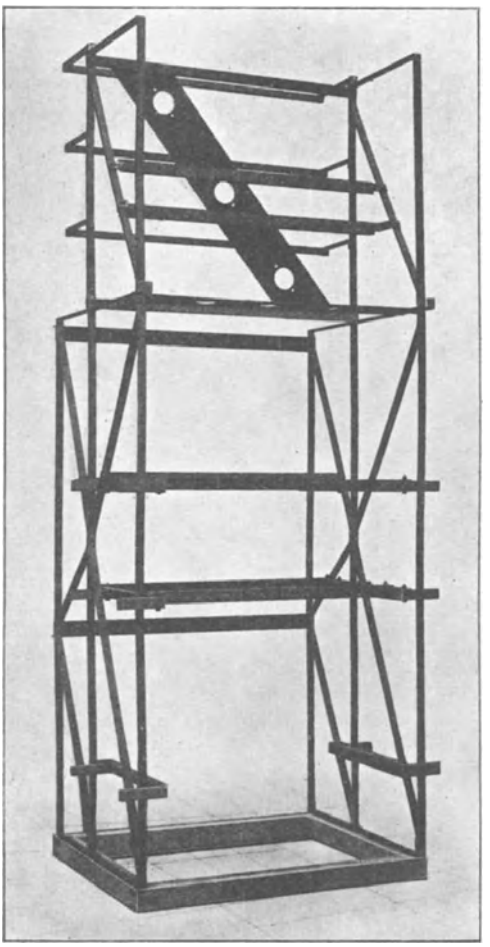
Tabelle XXVIII.

Betriebsspannung in Volt	Mindestabstand in cm
bis 1 500	5,0
„ 3 000	7,5
„ 6 000	10,0
„ 12 000	12,5
„ 24 000	18,0
„ 35 000	24,0

Gegen unbeabsichtigtes Berühren unter Spannung stehender Leitungen, Klemmen usw. sind die Zellen nach dem Bedienungsgange zu durch engmaschige Drahtgitter oder mindestens Geländer abzuschließen.

Der V. D. E. hat in den Errichtungsvorschriften Maße für die Abstände blanker Hoch-

spannungsleitungen voneinander, gegen Wände, Gebäudeteile und gegen die eigenen Schutzverkleidungen festgesetzt, die in Tab. XXVIII zusammengestellt sind. Für die Bemessung der Abstände ist die Spannung maßgebend, die betriebsmäßig zwischen den Leitungen vorhanden ist.



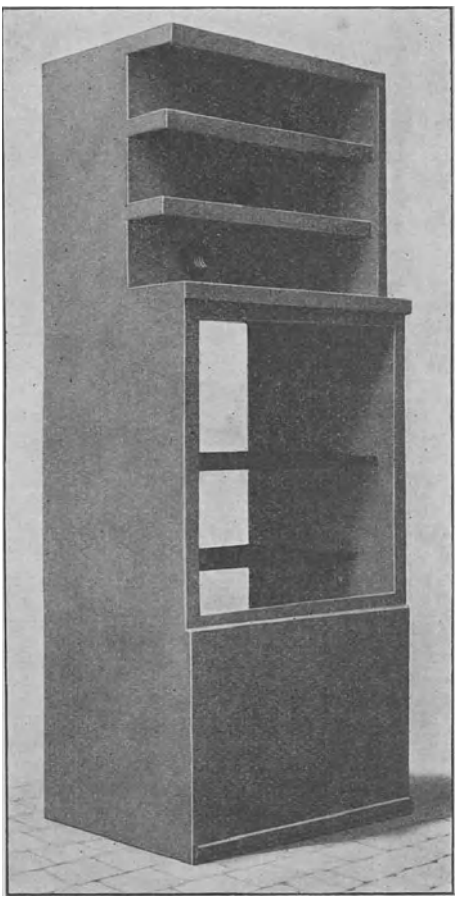


Fig. 416 u. 417. Zelle zur Aufnahme von Hochspannungsapparaten für eine Schaltanlage. Eisengerippe im rohen Zustande. Zelle fertig verkleidet.

Wird eine Hochspannungsleitung an der Außenseite eines Gebäudes geführt, so soll an keiner Stelle der Abstand von der äußeren Gebäudewand weniger als 1 cm für je 1000 Volt, mindestens aber 10 cm betragen. Ausgenommen hiervon sind Kabel.

Gina Rebora[1]) hat hinsichtlich der Überschlagsspannungen für Schaltanlagenteile gegen Wände im Vergleich zu den Überschlags-

[1]) EKB. 1914, Heft 5, S. 96.

spannungen zwischen Nadelspitzen, wenn die Metallteile mit ihren scharfen Kanten gegen die Wände zeigen, die in Tab. XXIX angegebenen Werte gefunden. Für runde Leiter und Überschläge nach Eisengittern ergaben sich die gleichen Zahlen wie für Überschläge zwischen Nadelspitzen. Die Betriebsspannung gegen Erde soll demnach $\leqq 1/3$ der Überschlagsspannung sein, ordnungsmäßiger Zustand aller Teile vorausgesetzt, d. h. ohne Staubablagerungen, Feuchtigkeit, Schimmelbildung usw.

Tabelle XXIX.

Abstand in cm	1	5	10	20	30
Überschlagsspannung zwischen Nadelspitzen in Volt . . .	8100	35 200	55 900	86 700	117 200
Überschlagsspannung gegen Wände in Volt	—	25 700	42 700	70 500	100 000

Bei Spannungen über 40 000 Volt bis herauf zu den heute bereits benutzten 100 000 Volt und mehr müssen die Abstände zwischen den einzelnen Leitern so groß gewählt werden, daß man die Phasentrennung (siehe I. Bd., S. 302) bei dem Aufbau der Schaltanlage durchführt. Weisen die Schaltapparate, insbesondere die Ölschalter und Meßtransformatoren, bei sehr hohen Spannungen sehr große Abmessungen auf, so daß die Schaltanlage wesentlich mehr Raum einnehmen würde, wenn die Phasentrennung in der Schaltanlage streng zur Durchführung käme, dann geht man zweckmäßiger derart vor, daß man das Zellensystem nur für jeden Stromkreis benutzt und derart aufbaut, daß die einzelnen Stromkreise z. B. gegen Kurzschluß in benachbarten Teilen oder bei Entstehung eines Ölbrandes geschützt sind. Namentlich die Ölschalter werden, wie Fig. 418 zeigt, in sehr großen Stationen über einem von den Schalträumen feuersicher getrennten, besonderen Gange montiert, so daß bei Explosionen und Ölbränden das Öl sofort unschädlich für die Umgebung ins Freie abgeleitet werden kann (siehe auch Fig. 427).

Der Durchtritt der Verbindungsleitungen für die einzelnen Apparate durch die Zellenwände und durch den Fußboden bzw. die Zwischenwände in den einzelnen Stockwerken soll nach den neuesten Erfahrungen nicht durch Öffnungen erfolgen, sondern unter Zwischenschaltung von Durchführungsisolatoren, wie das aus den Fig. 419 und 420 ersichtlich ist. Man erreicht dadurch, daß bei Ölbränden eine Fortpflanzung des Feuers auf andere Teile des Stromkreises oder auf andere Stockwerke so gut wie unmöglich gemacht wird (Vermeidung der Zugwirkung bei Öffnungen).

9) Nach diesen allgemeinen Gesichtspunkten für den Aufbau einer Hochspannungs-Schaltanlage soll nunmehr dazu übergegangen werden, noch Einiges über den Einbau der einzelnen Apparate kennen zu lernen. Bei der großen Mannigfaltigkeit der Ausführungsformen ist es aber natürlich nicht möglich, auf alle Einzelheiten erschöpfend einzugehen. Es werden daher zunächst nur einige Richtlinien zur Erörterung

kommen und dann ausgeführte Anlagen besprochen werden, wobei in der Beschreibung letzterer noch auf besondere beachtenswerte Punkte näher hingewiesen werden wird.

Über die Trennschalter ist wenig zu bemerken, da auf das auf S. 379 Gesagte verwiesen werden kann. Sind, um einen Stromkreis

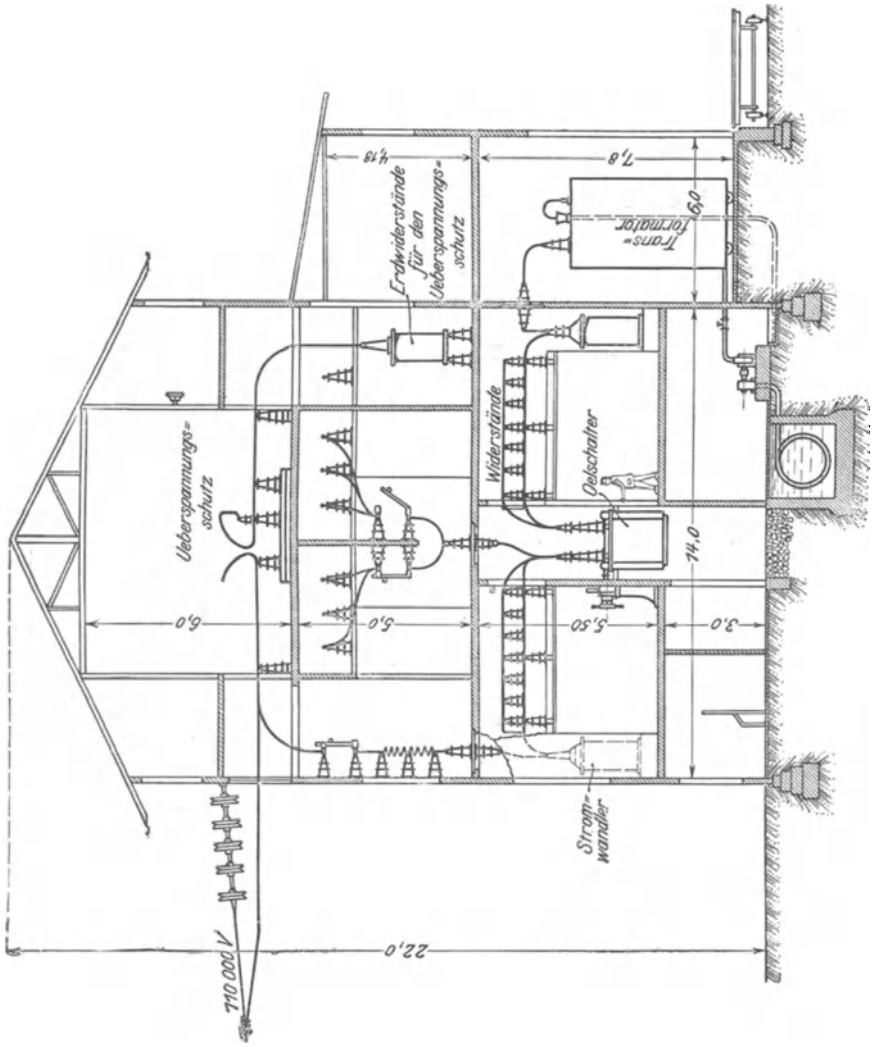


Fig. 418. Schnitt durch die 100 000-Volt-Schaltanlage der Kraftübertragung Lauchhammer-Riesa.

spannungslos zu machen, mehrere in verschiedenen Stockwerken verteilte Trennschalter zu bedienen, so ist darauf zu achten, daß sämtliche Trennschalter oder die Stellung deren Antriebe von einer bestimmten Stelle aus übersehen werden können, sofern keine Signallampen vorhanden sind, damit falsche Schaltungen, Gefährdungen des Bedienungs-

personals, Kurzschlüsse usw. nicht vorkommen können. (Rückwärtiges Unterspannungstehen, Rückwärtstransformation siehe I. Bd., S. 282.)

Im ausgeschalteten Zustande sollen die Messer der Trennschalter zwangläufig geerdet werden. Ihr Einbau muß derart erfolgen, daß bei offenen Schaltern ein selbstätiges Einschalten unter keinen Umständen eintreten kann. In Fig. 419 ist der Einbau von Trennschaltern dargestellt.

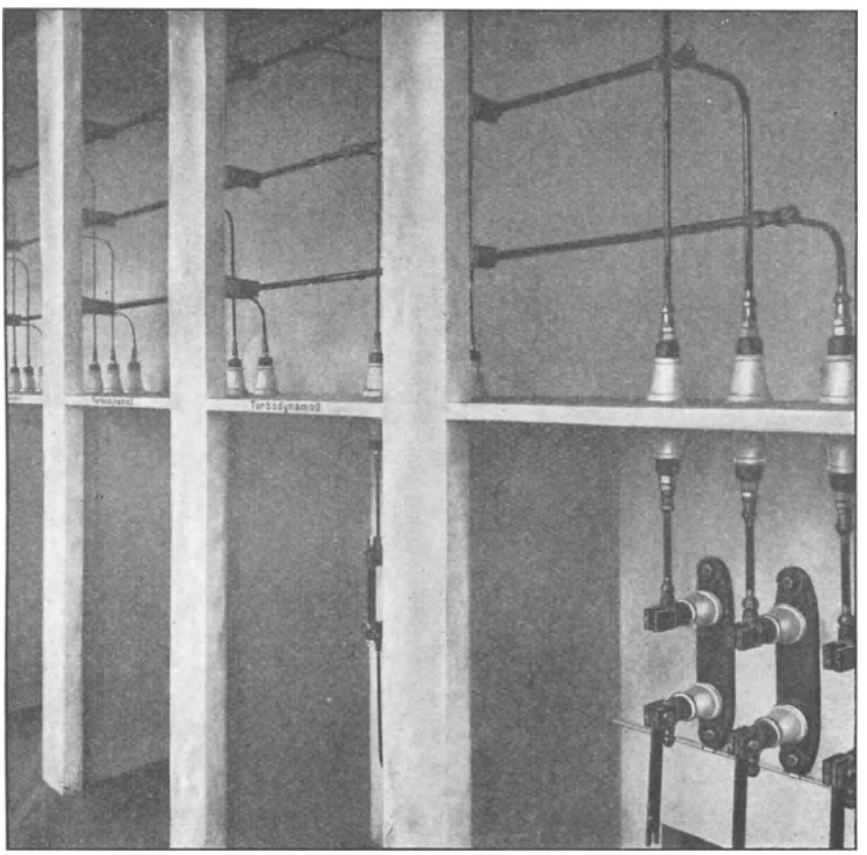


Fig. 419. Einbau von Trennschaltern und Rohrsammelschienen in eine Zellenanlage.

Die Ölschalter. Der Einbau der Ölschalter in die Zellen hat so zu geschehen, daß eine leichte Revision der Kontakte, also ein bequemes Herablassen des Ölkessels bzw. ein leichtes Herausfahren des ganzen Schalters möglich ist. Über die Vorrichtungen, die zur Erfüllung dieser Bedingungen am Ölschalter vorhanden sein müssen, ist bereits auf S. 353 gesprochen worden.

Die Transporteinrichtungen an den Ölschaltern bestehen entweder in Rollen an dem Schalterdeckel (Fig. 421) oder aus einem mit Rollen

versehenen Eisengestell, in welchem der Schalter fest eingebaut ist (Fig. 305). Die erstgenannte Ausführung ist billiger als die zweite und dann von Vorteil, wenn die Gänge zwischen den Schaltzellen so reichliche Abmessungen aufweisen, daß der Schalter aus der Schaltzelle herausgefahren und entweder von den Arbeitern getragen oder auf einen besonderen Transportwagen gesetzt werden kann. Müssen die Bedie-

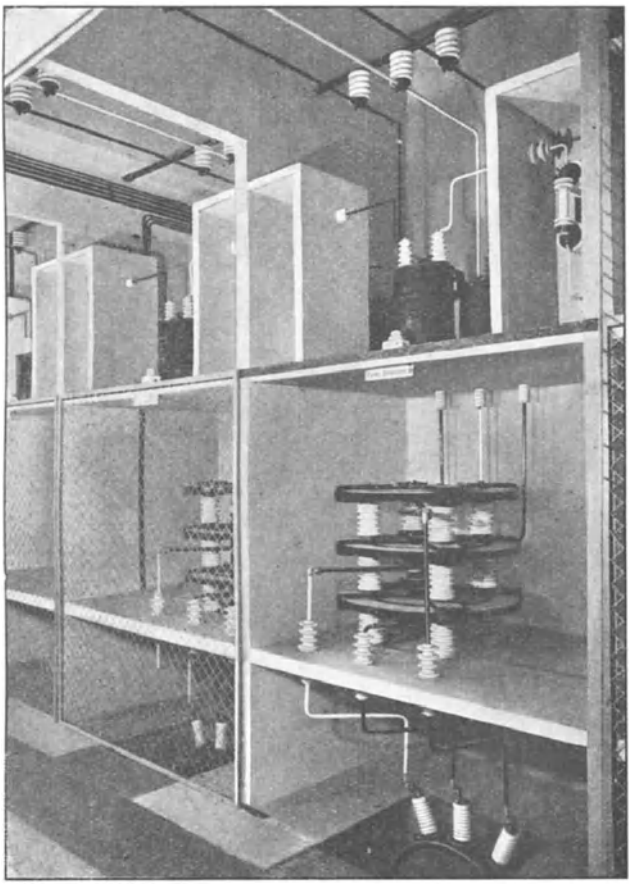


Fig. 420. Einbau von Drosselspulen und Spannungstransformatoren mit ihren Sicherungen in eine Zellenanlage.

nungsgänge zwischen den Zellen dagegen möglichst knapp bemessen werden, oder handelt es sich um sehr große Schalter, so ist der Einbau jedes Schalters in sein eigenes Transportgerüst günstiger. Jedenfalls erlaubt diese letztere Ausführung ein schnelleres Aus- und Einfahren des Schalters und infolgedessen eine Verkürzung der Arbeitszeit. Schließlich ist auch noch darauf hinzuweisen, daß bei dieser Schalterausführung die Zellenwände durch die starken Erschütterungen beim Ansprechen

der Schalter infolge eines heftigen Kurzschlusses nicht in Mitleidenschaft gezogen werden, wogegen das bei dem Einbau der Schalter mit den Rollen am Deckel unter Umständen zu recht unliebsamen Beschädigungen der Zellenwände führen kann.

Ist eine größere Anzahl von Ölschaltern für die Generatoren nebeneinander anzuordnen, so wird die mechanische Einschaltung mit Hilfe von Gestängen oder Seil- bzw. Kettenübertragung von der Schalt-

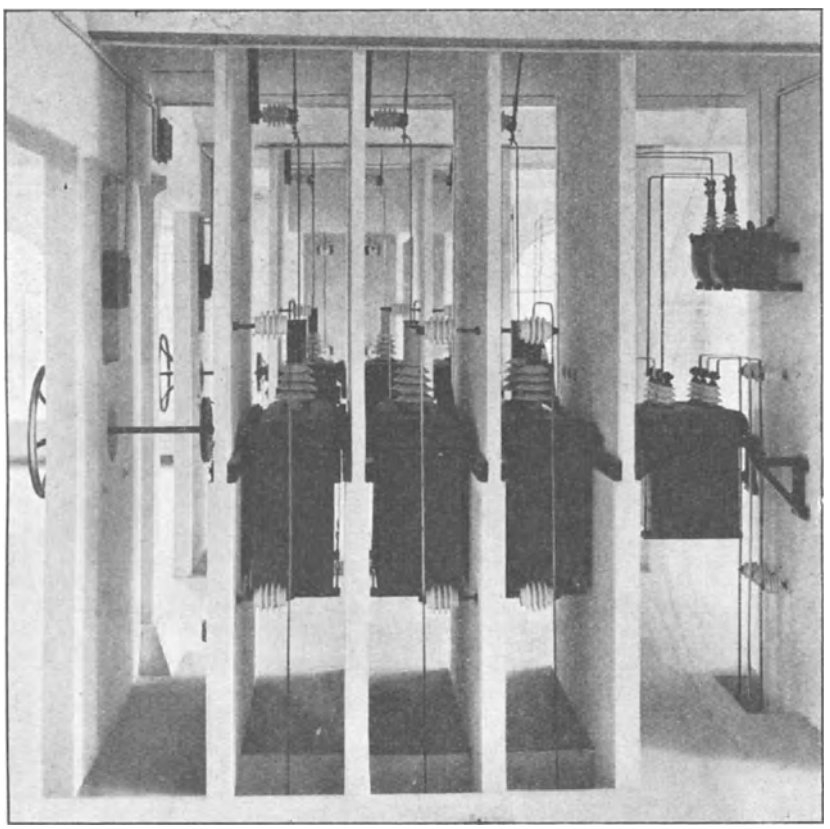


Fig. 421. Einbau eines Dreikessel-Ölschalters, eines Unterspannungs-Ölschalters und der Schalterantriebe in eine Zellenanlage (B. B. & Cie).

tafel aus in der Regel nicht mehr ausführbar sein, und man muß dann die Ferneinschaltung wählen. Dadurch hat man, wie bereits wiederholt erwähnt, wesentlich größere Freiheit in der Gestaltung der gesamten Anlage und kann der Bedingung leichter entsprechen, daß die Zellenanlage im Verlauf der Leitungen dem Schaltplane entsprechend aufgebaut ist.

Sollen die Schalter für die Fernleitungen nicht ebenfalls von der Schaltbühne aus betätigt werden, so kann man auf die teueren

selbsttätigen Einschaltevorrichtungen verzichten. Man wählt dann Handräder, und zentralisiert diese auf einer besonderen Verteilungsschalttafel innerhalb der Hochspannungsschaltanlage. In Fig. 304 und 422 sind hierfür Beispiele gegeben.

Handelt es sich um Ölschalter für Leistungen über etwa 30 000 KW und Spannungen über etwa 40 000 Volt, so ist unter Umständen die auf S. 498 erwähnte Trennung der einzelnen Phasen auch für die Ölschalter anzuwenden, also Dreikessel-Ölschalter zu wählen. In diesem Falle ist, wie Fig. 421 und 422 zeigen, jeder Ölkessel in einer besonderen Zelle unterzubringen. Der Antrieb für alle drei Kessel muß selbstverständlich gemeinschaftlich sein, und ist so anzuordnen, daß er, ohne mit Spannung führenden Leitungen in Berührung kommen zu können, von dem Be-

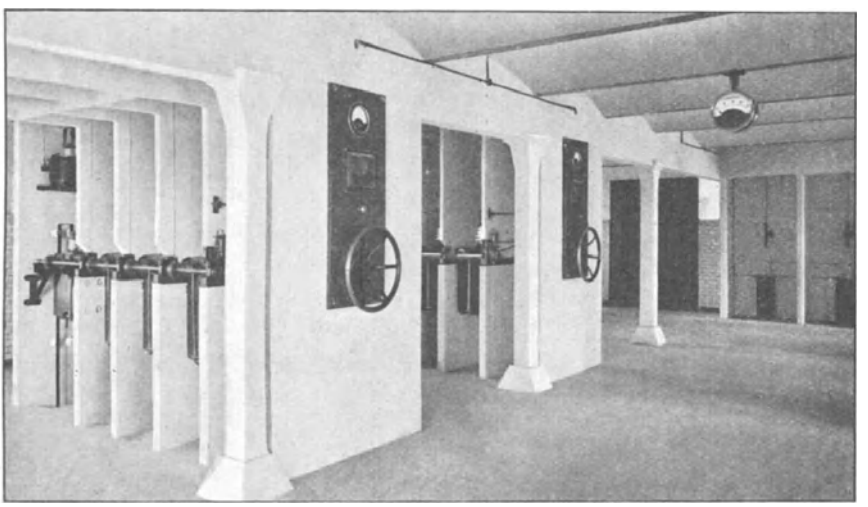


Fig. 422. Ölschalterantriebe für die Zellenanlage nach Fig. 421 (B. B. & Cie).

dienungspersonal überwacht und untersucht werden kann. Die Schalterrelais, Steuer- und Signalleitungen werden in der Regel auf der Vorderwand der Ölschalterzellen montiert, sind dann also von den Ölbehältern feuersicher getrennt und gefahrlos bedienbar.

Die Sammelschienen. Diese bilden einen sehr wesentlichen Teil der Schaltanlage, da sie alle elektrischen Stromkreise verketten, und eine Störung in diesem Teil den Gesamtbetrieb gefährden bzw. ganz stillsetzen kann. Dieselben sind daher so sicher und geschützt wie irgend möglich zu verlegen.

Um dieser Forderung zu entsprechen, ist in erster Linie darauf Bedacht zu nehmen, daß bei Ölschalterexplosionen ein Übertreten des Brandes auf die Sammelschienen ausgeschlossen sein muß, und das wird erreicht, indem man die letzteren ebenfalls in besondere von den Schalterzellen getrennte Zellen oder Kanäle einmontiert. Bei Spannungen über etwa 40 000 Volt verlegt man wiederum jede Phase in einen

getrennten Kanal (Fig. 423). Allerdings hat diese Phasentrennung, namentlich wenn das Ring- oder Doppelsammelschienensystem zur Anwendung kommt, den Nachteil, daß sehr viel Raum zur Unterbringung erforderlich ist, doch muß dieser Nachteil mit Rücksicht auf die Betriebssicherheit in Kauf genommen werden.

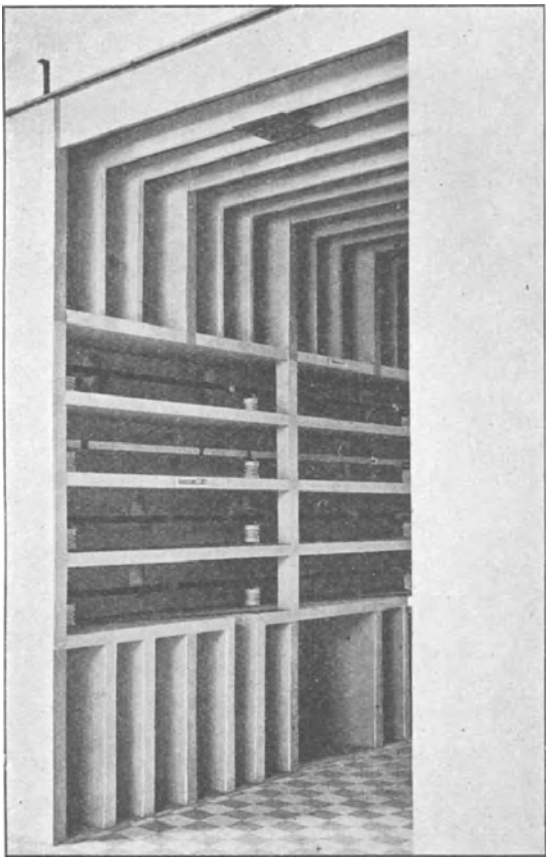


Fig. 423. Einbau der Sammelschienen und Verbindungsleitungen in eine Zellenanlage (Phasentrennung).

Als Material für die Sammelschienen benutzt man in der Regel blankes Profilkupfer oder blankes Profilaluminium in runder, quadratischer oder rechteckiger Form. Bei Spannungen über etwa 70 000 Volt muß man aber, wie auf S. 76 bereits angedeutet, alle scharfen Ecken u. dgl. bei blanken Leitungen vermeiden, um die Ausstrahlungsverluste nach Möglichkeit zu vermindern. Dann werden Rohre mit möglichst großer Oberfläche verlegt. Die Verbindung der einzelnen Rohrenden geschieht durch Krümmer, Muffen u. dgl.

Selbstverständlich sind ferner alle blanken Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Apparaten gleich gut zu isolieren wie die Sammelschienen, und sorgfältigst zu verlegen, wobei wiederum auf einfachste Leitungsführung und gute Übersicht besonders Wert zu legen ist.

Auch sämtliche Steuer-, Signal- und sonstigen Niederspannungsleitungen zu Hilfsapparaten, Schalterantrieben, Niederspannungsstromkreisen der Meßtransformatoren usw. sind sehr sorgfältig und übersichtlich anzuordnen. Sie sollen nach Möglichkeit in abgedeckten Kanälen im Fußboden der einzelnen Stockwerke verlegt werden, damit sie jederzeit leicht zugänglich sind, und untersucht werden können.

Das Einziehen solcher Steuerleitungen in Rohre ist nicht zweckmäßig, da eine Kontrolle sehr schwer durchführbar ist, und es nur zu leicht vorkommen kann, daß ein Teil der Schaltanlage außer Betrieb gesetzt werden muß, weil eine an sich bedeutungslose Störung in einer Signal- oder Steuerleitung eingetreten ist. Nach dieser Richtung wird noch häufig sehr gefehlt. Außerdem empfiehlt es sich, die Steuerleitungen usw. mit Bezeichnungsschildern oder Kontrollmarken zu versehen, sofern es sich um eine größere, nebeneinander liegende Anzahl handelt, damit auch auf diese Weise eine leichte Untersuchung bewerkstelligt werden kann.

i) Die Überspannungs-Schutzapparate. Diejenigen dieser Apparate, bei denen offene Lichtbögen auftreten (Hörnerfunkenstrecken, Rollenfunkenstrecken) sind in der Schaltanlage derart anzuordnen, daß sie möglichst weit von Apparaten mit Öl entfernt sind, damit nicht etwa aus letzteren austretende Öldämpfe beim Ansprechen der Funkenstrecken zur Entzündung kommen. Außerdem sind die Funkenstrecken durch genügend breite und hohe Zwischenwände gegeneinander abzutrennen, um zu verhüten, daß beim Auftreten von Lichtbögen letztere zusammenschlagen und Kurzschluß verursachen. Auch über den Funkenstrecken muß reichlicher Platz vorhanden sein, damit durch den Lichtbogen keine Beschädigungen, Brände usw. anderer Teile verursacht werden. Leitungen dürfen ebenfalls nicht im Bereich des Lichtbogens liegen.

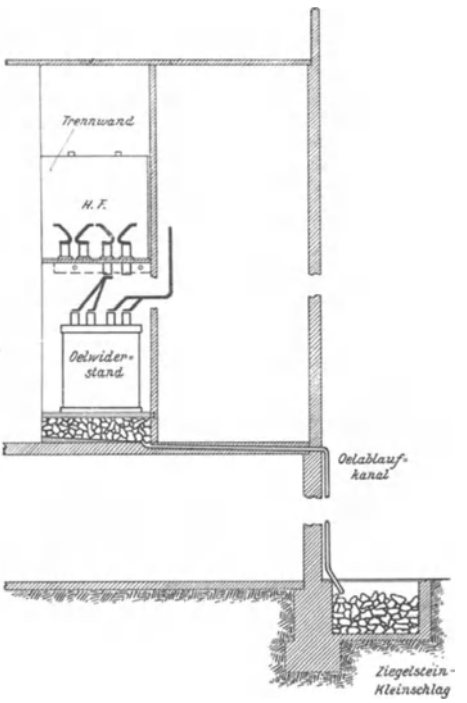


Fig. 424. Aufstellung von Ölwiderständen mit besonderer Ölablaufeinrichtung ins Freie.

Die Ölwiderstände sollen ähnlich den Schaltern in getrennten, feuersicheren Zellen untergebracht sein, die wiederum einen Ölablauf nach außen erhalten. Bei kleineren Anlagen genügt es auch, die Kessel der Ölwiderstände in Gefäßen aufzustellen, die mit einer Schotterung ausgefüllt sind, durch die das Öl absickern kann (Fig. 424).

Außerdem empfiehlt es sich, diese Zellen entweder ganz zu schließen, oder überhaupt diesen Teil der Schaltanlage in einem besonderen Raume unterzubringen. Im ersteren Falle ist darauf Rücksicht zu nehmen, daß die Öldämpfe ins Freie abziehen können allerdings nur in dem Maße, daß kein nennenswerter Überdruck innerhalb der Zelle entstehen

kann. Zufuhr von Frischluft erscheint schädlich, denn das Öl brennt um so stärker, je mehr Sauerstoff demselben zugeführt wird. Außerdem entzündet sich nach den Angaben auf S. 354 u. 494 erhitztes Öl bei einer bestimmten Temperatur bei Luftzutritt von selbst. Dieses kann zum Teil verhindert werden, wenn die Zelle keinen Frischluftwechsel hat.

Die Wasserstrahlerder, bei denen in der Regel ein Hochspannungs-Stromzeiger zur Kontrolle vorhanden ist, sind von allen Seiten leicht zugänglich und für die Ablesung des Meßinstrumentes bequem unterzubringen. Sie sind nach den Bedienungsgängen zu sicher abzuschließen oder in besonders tiefen Zellen aufzustellen (Fig. 425), falls durch umherspritzendes Wasser eine Gefährdung hervorgerufen werden kann.

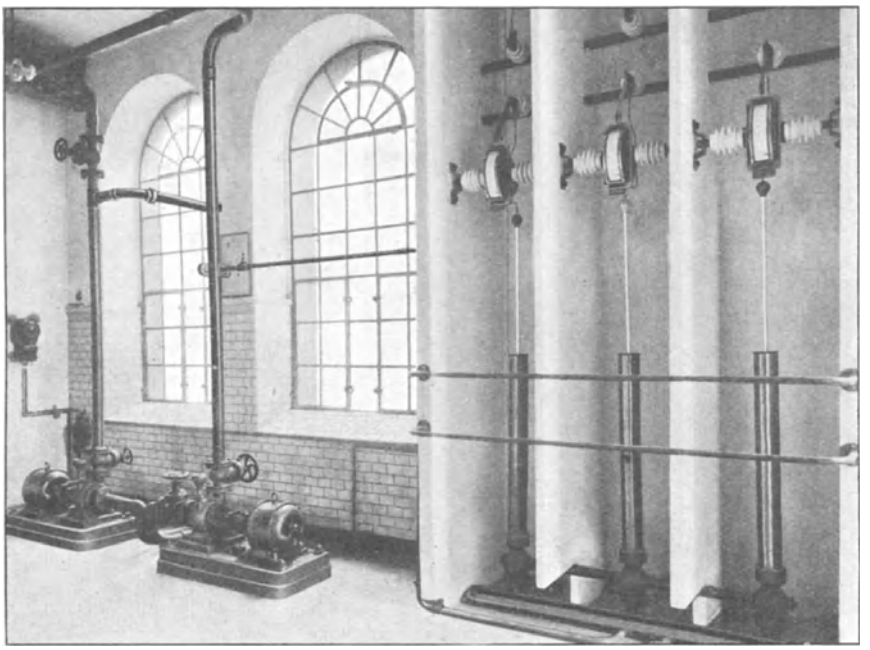


Fig. 425. Einbau eines Dreiphasen-Wasserstrahlerders mit Zirkulationspumpen und Stromzeigern.

Die Regulierapparate sollen tunlichst unmittelbar hinter der Schalttafel oder bei Schaltpulten bzw. Schaltsäulen unterhalb dieser zur Aufstellung kommen, damit eine einfache Führung der Antriebsorgane möglich ist. Umlenkung von Ketten und Seilen erfordert erstlich viel Platz und kann zu Störungen Veranlassung geben. Ist eine solche Aufstellung der Reglerapparate infolge der Platzverhältnisse nicht durchführbar, so ist der motorische Antrieb zu wählen.

Bei sehr großen Wechsel- und Drehstrommaschinen mit vielen Hauptstromreglern ist auf die Wärmeentwicklung derselben noch besonders zu achten. Unter Umständen muß man dazu übergehen, den

Aufstellungsraum künstlich zu belüften (S. 541). Auch auf die leichte Ausfahrbarkeit großer Regler ist Bedacht zu nehmen.

x) Die Isolatoren und Leitungsdurchführungen. Zur Befestigung der Sammelschienen und blanken Verbindungsleitung, sowie für den Austritt der Hochspannungsleitungen aus dem Gebäude und für den Durchtritt der Verbindungsleitungen durch die Wände der einzelnen Zellen usw. müssen wiederum Isolatoren benutzt werden. Hinsichtlich des Isolationswertes und der Materialbeschaffenheit gilt das im 11. Kapitel Gesagte sinngemäß.

Die sog. Stützisolatoren für die Sammelschienen und Verbindungsleitungen innerhalb der Schaltanlage haben die Aufgabe, die Leitungen in einem bestimmten Abstande voneinander und von der Erde zu halten; ihnen kommt ebenfalls eine ganz besondere Bedeutung zu. Da solche Isolatoren aber auch an allen Hochspannungsapparaten für die Leitungsanschlüsse vorhanden sind, so ist anzustreben, daß sämtliche Isolatoren in einer Anlage nach einheitlichen Gesichtspunkten und in der Form und den Abmessungen übereinstimmend ausgeführt werden.

Ihre Auswahl hat nach der Höhe der zu erwartenden Überspannungen und nach dem Sicherheitsgrade zu erfolgen, den man der ganzen Schaltanlage geben will, und zwar ist der Sicherheitsgrad bestimmt durch das Verhältnis der Durchschlags- und Überschlagsspannung zur Betriebsspannung. Erfahrungsgemäß darf der Sicherheitsgrad um so niedriger sein, je höher die Betriebsspannung ist, denn mit wachsender Betriebsspannung werden die auftretenden Überspannungen kleiner.

Prof. Klingenberg gibt an, daß für mittlere Betriebsspannungen (10 000 bis 20 000 Volt) und mittlere Zentralenleistungen der Sicherheitsgrad 5 als ausreichend anzusehen ist, während z. B. bei 100 000-Volt-Anlagen der Sicherheitsgrad 2 in der Regel genügt. Bei selbständigen Transformatorenstationen und Umformerwerken wird man den Sicherheitsgrad geringer wählen dürfen als für die Schaltanlagen des Kraftwerkes, weil naturgemäß für das letztere, als dem Sammelpunkte der gesamten Energie und deren Verteilung, der höchste Sicherheitsgrad vorhanden sein muß. Selbstverständlich muß der Sicherheitsgrad von sämtlichen Isolatoren, die sich in einer Hochspannungsschaltanlage befinden, erfüllt werden, da anderenfalls schwache Stellen vorhanden sind, die zu Betriebsstörungen infolge Isolatorbeschädigungen durch Überschlag oder Durchschlag Veranlassung geben können.

Hinsichtlich der Form der Stützisolatoren sind die Ansichten heute noch recht verschieden. Immer mehr kommt indessen statt des bisher fast ausschließlich benutzten Rillenisolators (Fig. 420) der glatte Isolator (Fig. 419) zur Anwendung. Diese glatte Isolatorform ist zuerst von der A. E. G. eingeführt worden und hat sich bisher gut bewährt. In Tab. XXX sind die normalen Betriebsspannungen, die Überschlagsspannungen und Sicherheitsgrade für derartige glatte Isolatoren der A. E. G. angegeben, die auch für die weiter unten be-

Tabelle XXX.

Glatte Stütz- und Durchführungsisolatoren der A. E. G.

Normale Betriebsspannung Volt	Überschlagsspannung Volt	Sicherheitsgrad
4 400	22 000	5,00
8 250	35 000	4,25
13 000	45 000	3,50
17 000	50 000	3,00
22 000	60 000	2,75
33 000	81 500	2,50
44 000	97 000	2,20
55 000	120 000	2,20
77 000	170 000	2,20

handelten Durchführungsisolatoren Geltung haben. Für die Überschlagsspannung gilt der Weg von der Kappe nach Erde. Wird z. B. der Sicherheitsgrad für eine 20 000-Volt-Anlage mit 3 als genügend angesehen, so würde der Isolator für 22 000 Volt zu wählen sein, denn die Überschlagsspannung für 20 000 Volt soll dreimal 20 000 Volt = 60 000 Volt betragen. Ist in Drehstromanlagen der Nullpunkt betriebsmäßig geerdet, so wird man bereits die der angegebenen Betriebsspannung vorhergehende Type benutzen können.

Die glatte Form des Isolators hat gegenüber der Rillenform den Vorteil, daß die Oberfläche nicht so leicht verschmutzt, während sich in den Rillen Ruß, Feuchtigkeit, Staub und im Winter bei ungeheizten Räumen Reif ansetzen kann, wodurch die Oberflächenbeschaffenheit verschlechtert wird. Diese Oberflächenbeschaffenheit ist aber maßgebend für die Höhe der Überschlagsspannung, wie das im 11. Kapitel auf S. 181 u. f. bereits näher erörtert wurde. Es ist daher auch aus diesem Grunde besonders darauf zu achten, daß in den Schalträumen keine großen Temperaturschwankungen auftreten, damit Feuchtigkeitsniederschläge auf den Isolatoren vermieden werden.

Bei sehr hohen Spannungen muß man aber auch die glatten Isolatoren mit einigen sog. Wulsten versehen, weil sonst der Kriechweg für Oberflächenentladungen eine sehr große Höhe der Isolatoren erforderlich machen und damit natürlich der Preis stark steigen würde.

Die Durchschlagsspannung soll stets höher liegen als die Überschlagsspannung, damit der Isolator früher überschlagen als durchschlagen wird. Auf diese Weise bilden die Isolatoren wiederum gewissermaßen auch eine Sicherheitsfunkenstrecke, denn ein Spannungsüberschlag muß nicht immer notgedrungen eine derartige Beschädigung der Isolatoroberfläche im Gefolge haben, daß dadurch eine Auswechselung notwendig wird, während andererseits ein Durchschlag infolge der Isolatorzerstörung und des Erdschlusses zu Betriebsstörungen Veranlassung geben kann.

λ) Die Mauerdurchführungen für den Austritt der Leitungen aus dem Schalthause sind nun bei Hochspannung nicht gleich einfach wie

bei Niederspannungen. Ausgeschlossen ist die Benutzung isolierter Leitungen als Verbindung zwischen den am Gebäude abgespannten Freileitungen und den Innenleitungen.

Bei Spannungen bis etwa 30 000 Volt benutzt man Durchführungsisolatoren, wie sie in Fig. 426 und 427 abgebildet sind, und wie sie in ähnlicher Form auch für die Leitungsdurchführungen bei den Zellen, Decken, Wänden usw. im Innern des Gebäudes Anwendung finden. Sie werden neuerdings fast durchweg derart gebaut, daß ein Metallstab fest in dem Durchführungsisolator eingekittet ist und an beiden Enden Klemmen trägt, an die die Leitungen angeschlossen werden. Selbstverständlich ist es erforderlich, daß die Freileitungen am Gebäude abgespannt sind, denn eine Zugkraft darf auf die Durchführungsisolatoren nicht ausgeübt werden. Für die Form der Durchführungsisolatoren gilt das gleiche wie für die Stützisolatoren; man wählt heute mehr und mehr die glatte bzw. mit ein oder zwei Wulsten versehene Type. Bei Spannungen über 30 000 Volt verzichtet man neuerdings auf Durchführungsisolatoren, stellt vielmehr für den Leitungsdurchtritt, und zwar getrennt für jede Phase, ein Fenster in der Mauer her und verschließt dasselbe mit einer Glas- oder Porzellanplatte, die in der Mitte ein Loch erhält. In Fig. 428 ist eine solche Leitungsausführung abgebildet. Die Fenster offen zu lassen, ist nicht zweckmäßig, weil durch Fremdkörper (Vogelnester, Zweige, durchfliegende Vögel usw.) trotz sorgfältiger Aufsicht doch leicht Erdschlüsse hervorgerufen werden können.

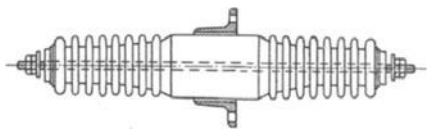


Fig. 426. Rillen-Durchführungsisolator.

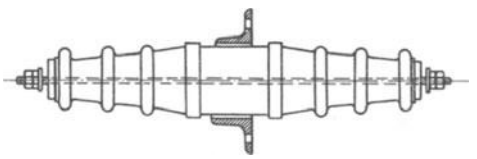


Fig. 427. Glatter Durchführungsisolator mit Wulsten.

Bei der 100 000-Volt-Anlage Lauchhammer ist die Ausführung der Leitungen in der Form vorgenommen worden, daß hier allerdings unverschlossene Fenster hergestellt wurden, deren Abmessungen aber derart sind, daß ein Erdschluß auf die oben gekennzeichnete Art nicht eintreten kann. Außerdem sind die Leitungen auf der Strecke, die im Mauerwerk liegt, noch durch ein übergeschobenes Porzellanrohr geschützt.

μ) Schaltanlagen im Freien[1]) ohne schützende Gebäudeumkleidung sind in der amerikanischen Praxis in bestimmten Gegenden nicht allzu selten anzutreffen. Für europäische Verhältnisse sind sie nicht möglich, weil sie ein Klima voraussetzen, das bei uns nicht anzutreffen

[1]) Einige interessante Angaben über amerikanische Schaltanlagen im Freien siehe F. C. Green: Prov. Am. Inst. of El. Eng., **31**, 2001 (1912) und ETZ. 1913, Heft 21, S. 596.

ist, und zwar in erster Linie natürlich mit Rücksicht auf Regen, Schnee und Frost. Außerdem stehen dieser Ausführungsform in Europa behördliche Vorschriften entgegen insbesondere deswegen, weil die Gegenden, in denen die Kraftwerke und großen Transformatorenstationen bei uns gebaut werden, zu stark bevölkert sind. Schon allein die persönliche Sicherheit würde die Aufstellung von Hochspannungs-

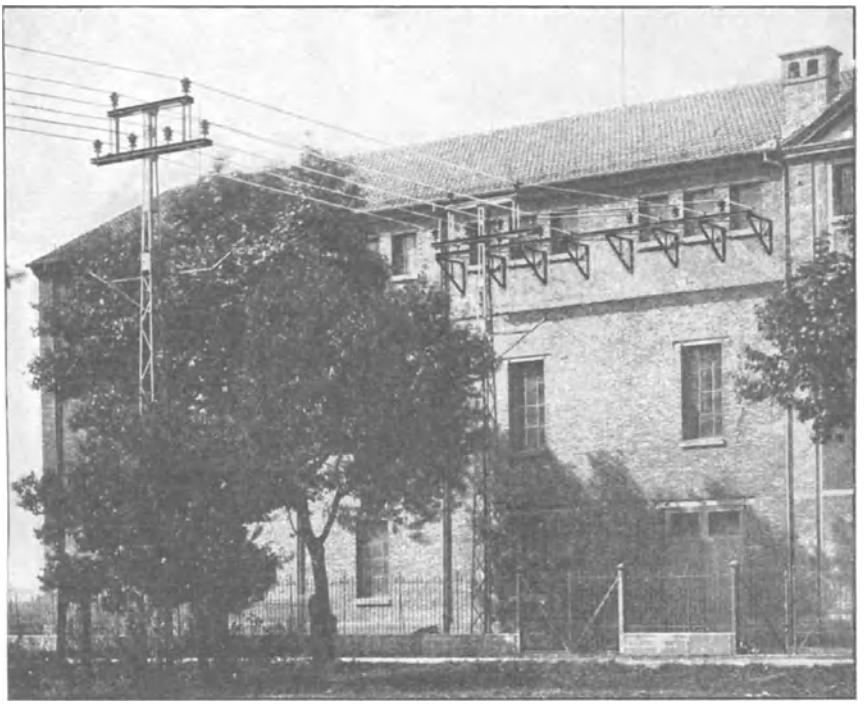


Fig. 428. Leitungsaustritt aus einem Kraftwerke.

anlagen im Freien bei uns verbieten. Es erübrigt sich daher, auf diese Bauart von Schaltanlagen hier näher einzugehen.

38. Ausgeführte Schaltanlagen.[1])

a) 500-Volt-Gleichstromschaltanlage. In Fig. 429 ist das Schaltbild für ein großes Gleichstromkraftwerk abgebildet. Die Maschinenstation umfaßt neun Gleichstromgeneratoren von zusammen 9000 KW Leistung. Die Generatoren *I* bis *VII* werden von Gasmaschinen, die Generatoren *VIII* und *IX* von Dampfmaschinen angetrieben.

Wie aus dem Schaltbilde ersichtlich, enthält jeder Generatorstromkreis an Apparaten nur einen zweipoligen Maximal- und

[1]) Die in diesem Kapitel beschriebenen Schaltanlagen sind sämtlich von der Voigt & Haeffner-A.-G., Frankfurt a. M. gebaut worden.

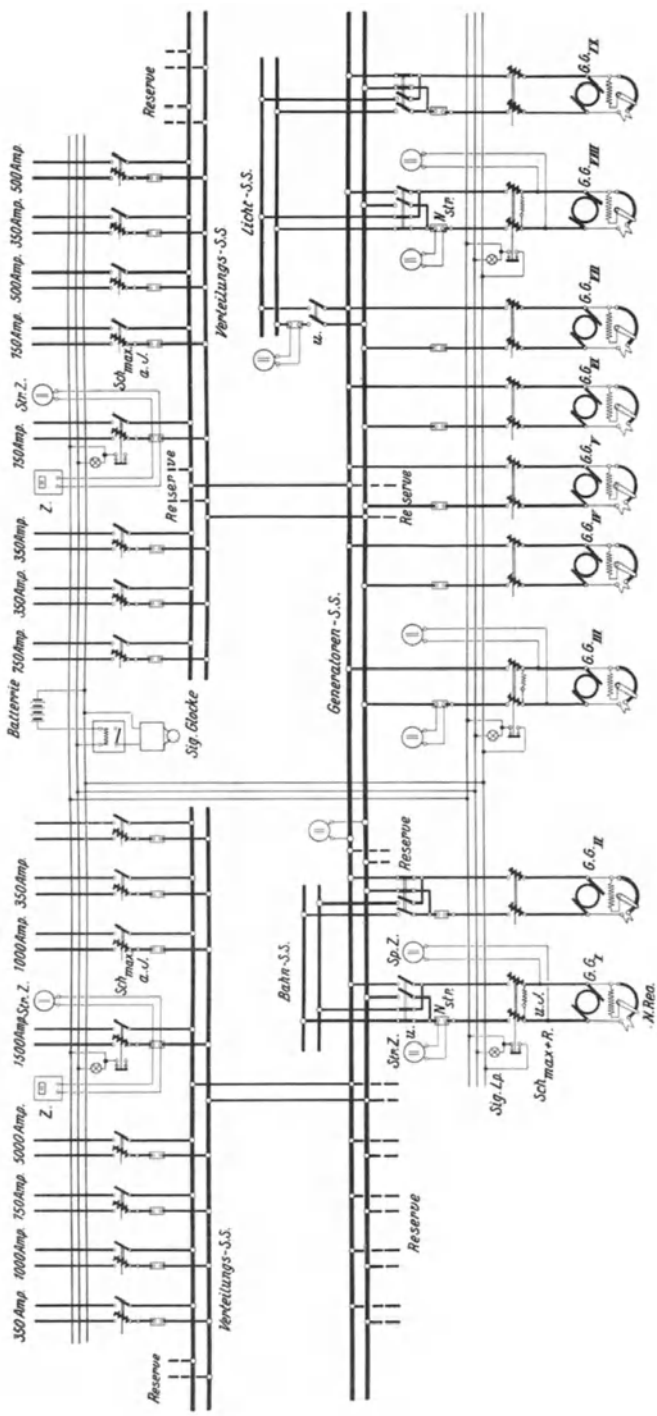


Fig. 429. Schaltplan einer 500-Volt-Gleichstromanlage.

Rückstromschalter, der mit unabhängiger Zeitauslösung arbeitet, und dessen jeweilige Stellung durch eine von einer kleinen Batterie gespeiste Signallampe in Verbindung mit einem Signalwecker angezeigt wird. An Instrumenten sind in jedem Maschinenstromkreis vorhanden: 1 Spannungszeiger für Spannungen bis 600 Volt und 1 Stromzeiger, der jedesmal infolge der großen Stromstärke an einem Nebenschluß liegt. Die Generatoren *I*, *II*, *VIII* und *IX* besitzen außerdem noch Umschalter, da sie sowohl auf die Haupt- als auch auf Nebensammelschienen, über die noch besonders gesprochen werden wird, arbeiten müssen. Diese Umschalter sind

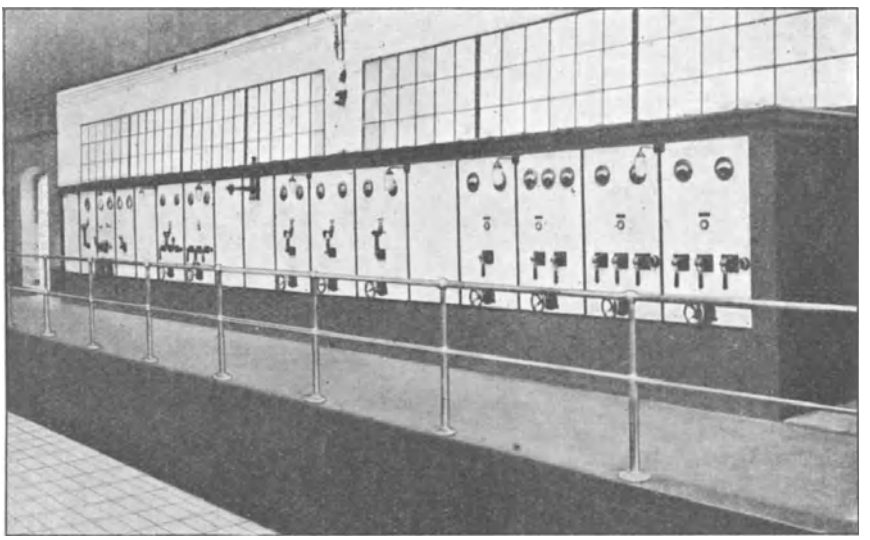


Fig. 430. Vordere Schaltwand (Hauptbedienungstafel).

derart ausgeführt und geschaltet, daß Fehlschaltungen nicht vorkommen können.

Die abgehenden Stromkreise enthalten nur einpolige Maximalschalter, die mit abhängiger Zeitauslösung arbeiten und mit einem zweiten nicht selbsttätigen Schalter gekuppelt sind, ferner Stromzeiger mit Nebenschluß und Zähler. Auch hier werden die Schalterstellungen durch Signallampen und den bereits erwähnten Wecker gekennzeichnet.

Die Sammelschienenanlage ist besonders beachtenswert. Es ist durchweg das Doppelsammelschienensystem zur Anwendung gekommen, und zwar sowohl für die Hauptverteilung als auch für den Bahn- und Lichtbetrieb. Die Hauptverteilungssammelschienen, von denen 16 Stromkreise abgehen, sind in zwei Gruppen unterteilt. Jede Gruppe steht getrennt mit den Generatorsammelschienen in Verbindung. Die Stromlieferung für eine elektrische Bahn und mit Rücksicht auf den durch-

weg angeschlossenen motorischen Betrieb auch für Licht erfolgt aus besonderen Sammelschienen, für die Bahn von den Generatoren *I* und *II* und für Licht von den Maschinen *VIII* und *IX* über die bereits erwähnten Umschalter. Außerdem ist noch eine trennbare Verbindung zwischen den Generator- und den Lichtsammelschienen vorgesehen, so daß, wenn die Maschinen *VIII* und *IX* auf die Generatorsammelschienen arbeiten, von letzteren die Stromlieferung an die Lichtsammelschienen unmittelbar erfolgt. In dieser Verbindungsleitung liegt ein Stromzeiger,

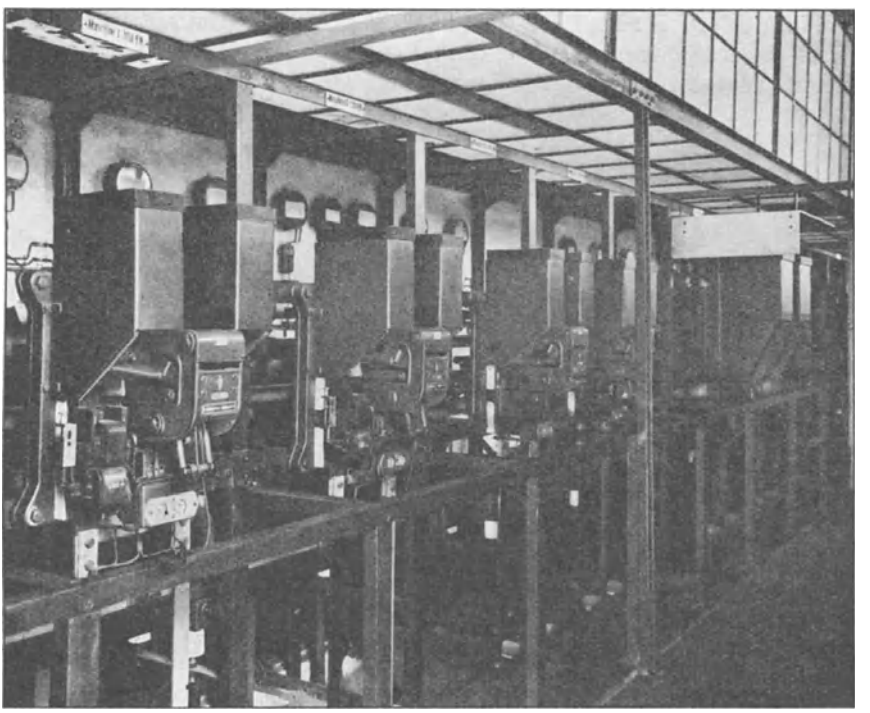


Fig. 431. Rückansicht der vorderen Schaltwand.

und außerdem ist an die Generatorsammelschienen noch ein Hauptspannungszeiger gelegt.

Die Schaltanlage gliedert sich in zwei Teile und zwar in eine vordere Schaltwand mit 15 Feldern und eine hinter dieser liegende zweite Schaltwand.

Auf der vorderen Schaltwand (Fig. 430) sind die Meßinstrumente, Schalterhebel und die Handräder für die Nebenschlußregler der Generatoren untergebracht, ferner trägt ein Feld den Hauptspannungszeiger, und auf drei weiteren Feldern haben Apparate für einen Ilgnerumformer Platz gefunden. Vier Felder sind noch frei. In ähnlicher Weise ist auch die zweite Schaltwand ausgeführt, auf der die Instrumente und Schalterhebel für die abgehenden Stromkreise installiert worden sind.

Sämtliche Apparate sind hinter den jeweils zugehörigen Schalttafeln in Eisengerüsten montiert, wie das aus Fig. 431 und 432 ersichtlich ist. Die Generatorsammelschienen sind im unteren Teil des vorderen Gerüstes eingebaut, während die Bahn- und Lichtsammelschienen im Raume unter dem Schalttafelpodest, auf welchem die vordere Schalttafel steht, Platz gefunden haben. Die Verteilungssammelschienen liegen hinter der zweiten Schaltwand und stehen durch Kupferschienen von 4000 mm² Querschnitt mit den Generatorsammelschienen in Verbindung.

Die Schnittzeichnung Fig. 432 läßt alles nach dieser Richtung Wissenswerte erkennen. Zwischen der Haupt- und der Verteilungsschalttafel einerseits und zwischen letzterer und der Gebäudewand andererseits sind breite Bedienungsgänge gelassen.

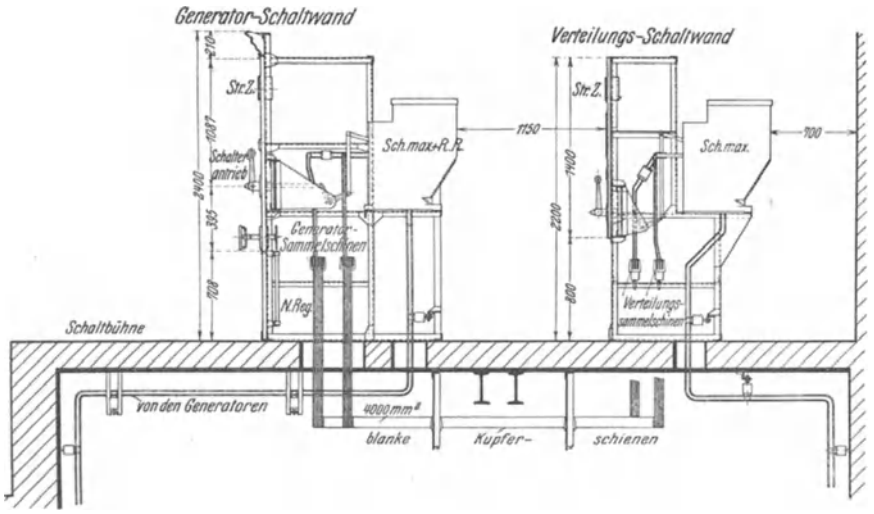


Fig. 432. Schnitt durch die Schaltanlage.

Da als Antriebsmaschinen Gasmaschinen dienen, die ihren Betriebsstoff aus dem unmittelbar dabei liegenden Stahlwerke erhalten, also mit starker Staubablage zu rechnen ist, so wurde die Gerüstanlage der Hauptschaltwand oben und die Hauptschaltwand gegenüber der Verteilungsschaltwand nach der Decke des Maschinenraumes zu je durch eine Glaswand abgeschlossen. Die selbsttätigen Schalter sind außerdem mit Schutzkappen vollständig umgeben, damit sie nicht durch Gase angegriffen werden.

b) Schaltanlage für Drehstrom 3000 Volt und Gleichstrom 250 Volt. In Fig. 433 bis 437 ist eine zweite Schaltanlage zur Darstellung gebracht, die zwei Stromarten umfaßt. In der Maschinenstation sind drei Drehstromgeneratoren von zusammen 3300 KW bei einer Spannung von 3000 Volt und vier Umformern von zusammen 1850 KW Leistung für Drehstrom 3000-Volt-Gleichstrom 250 Volt aufgestellt. Von der

Wiedergabe eines Schaltbildes ist abgesehen worden, weil der Stromverlauf aus der Schnittzeichnung Fig. 434 ohne weiteres zu ersehen ist.

Für die eigentliche Bedienungsanlage haben sowohl Paneelschalttafeln als auch Schaltpulte und Schaltsäulen Verwendung gefunden. Die Fig. 433 zeigt diesen Teil der Schaltanlage und läßt erkennen, daß die Gruppierung der Instrumente, Schalterantriebe usw. eine nach jeder Richtung befriedigende Übersicht ermöglicht.

Auf einer Bedienungsbühne, die in der Höhe des ersten Geschosses liegt, befindet sich zunächst eine Anzahl von Schaltsäulen und zwei Schaltpulte, von denen die auf Maschinenflurhöhe im Hochspannungs-

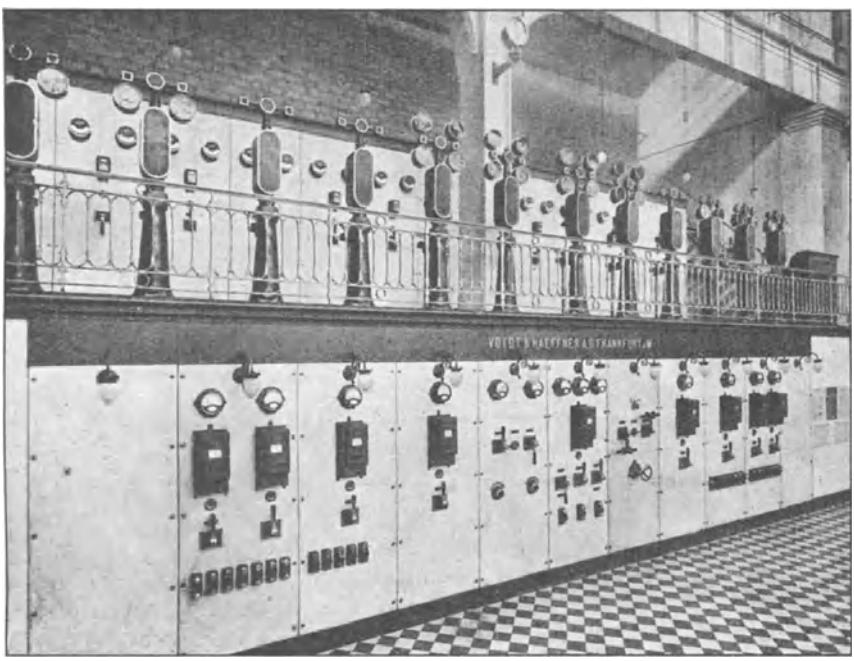


Fig. 433. Schaltanlage für Drehstrom 3000 Volt und Gleichstrom 250 Volt, Bedienungsanlage.

raume aufgestellten automatischen Drehstrom- und Gleichstromschalter (Fig. 434) mittels Gestängeantrieb gesteuert werden.

Von den Schaltsäulen tragen 11 die Instrumente, Apparate, Reglerantriebe usw. für die Drehstromgeneratoren und die Umformer, während die zwölfte Schaltsäule die Synchronisierungsapparate vereinigt. An einem Pfeiler ist außerdem ein großes Synchronoskop angebracht, dessen Skala nach dem Maschinenraume zeigt und so der Maschinenbedienung die Regelung beim Parallelschalten erleichtert. Die Schaltpulte tragen die Betätigungsapparate für die Gleichstromseite der Umformer, und zwar sind die Maschinenschalter als zweipolige Fernschalter mit Maximalrückstromauslösung ausgeführt. Hinter den

Schaltsäulen steht eine Paneelschalttafel, auf der die Meßinstrumente, Zähler und Schalterantriebe für die abgehenden Drehstromleitungen zusammengefaßt sind. Die automatischen Schalter selbst stehen auf

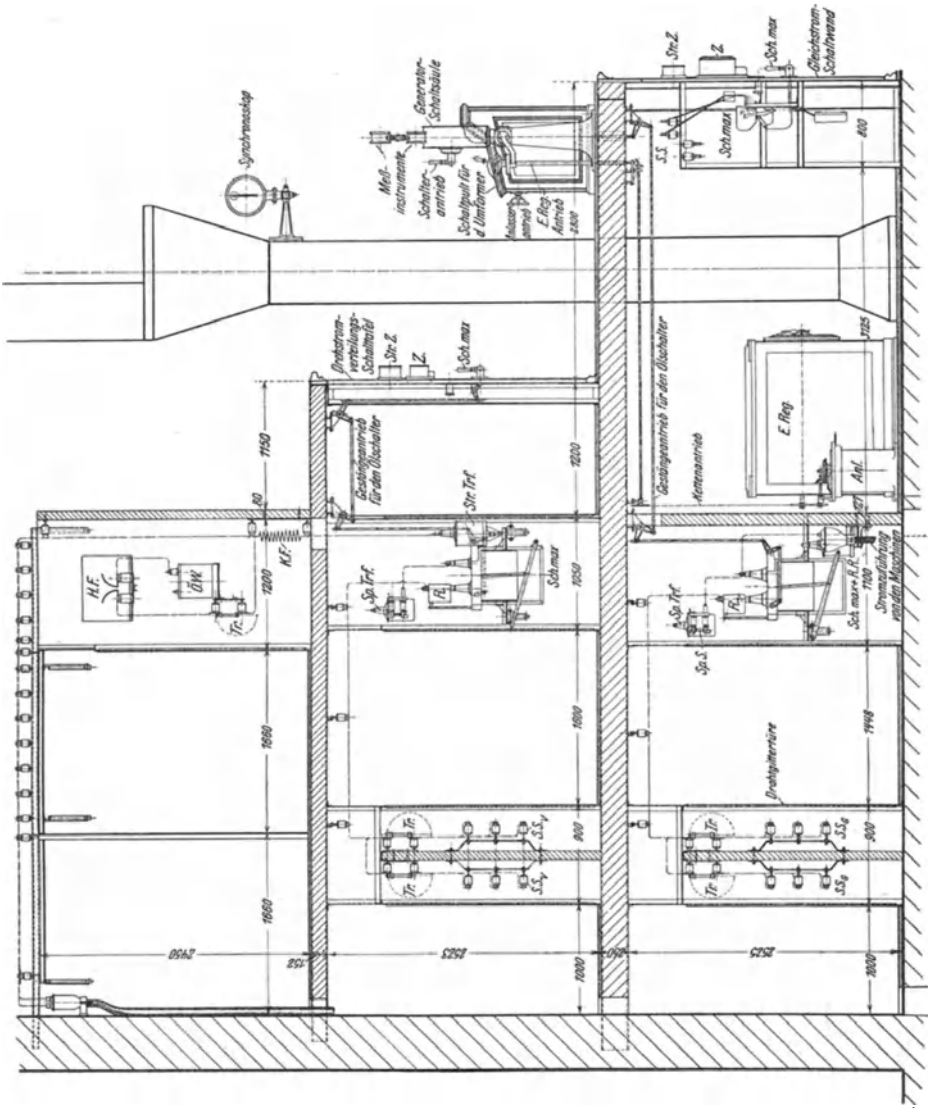


Fig. 434. Schnitt durch die Schaltanlage.

gleicher Geschoßhöhe im Hochspannungsraume und werden ebenfalls durch Gestänge betätigt.

Auf Maschinenflurhöhe und zwar unmittelbar unter der Schaltbühne ist eine zweite Paneelschalttafel aufgestellt, auf der die Meßinstrumente, Zähler, Sicherungen, Schalterantriebe usw. für die Gleichstromabzweige untergebracht sind.

Allgemein haben die Schalter in die Schalttafeln eingelassene Signallampen erhalten; die Instrumente sind in runder Form auf die Marmorplatten aufgeschraubt. Die Beleuchtung der Schaltbühne erfolgt durch Lampenpendel, diejenige der Gleichstromschalttafel durch Wandarme.

Die Hochspannungsschaltanlage baut sich nun in drei Geschossen auf (Fig. 434). Im Erdgeschosse befinden sich die Ölschalter für die Generatoren und die Umformer, und zwar getrennt für jeden Stromkreis in feuersicheren Zellen aus Ziegelmauerwerk eingebaut, die nach den Bedienungsgängen zu durch Drahtgitter abgeschlossen sind. Die Generatorschalter haben unabhängiges Maximalstrom-Zeit- und Rückstromauslösung erhalten, diejenigen für die Umformer, wie bereits oben gesagt, nur Maximalstrom-Zeitauslösung. Alle Ölschalter sind mit

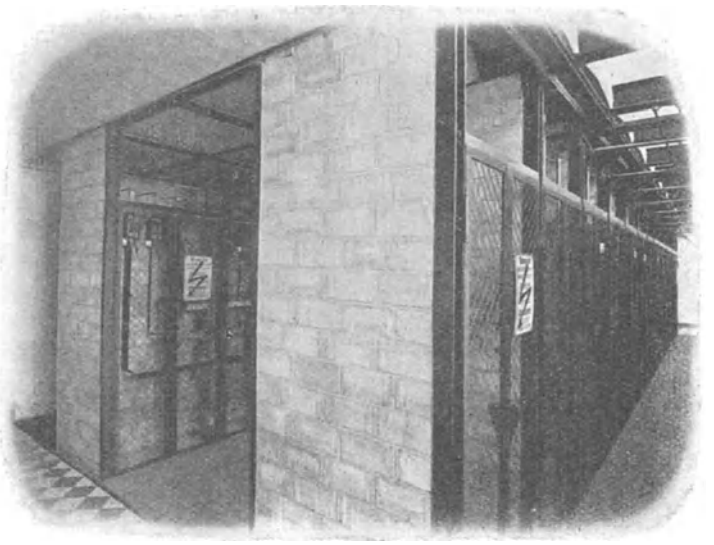


Fig. 435. Zellengänge der Hochspannungsanlage im Erdgeschoß.

Kesselsenkvorrichtungen ausgerüstet, so daß sie von den breiten Bedienungsgängen aus leicht untersucht und gegebenenfalls repariert werden können. In jeder Ölschalterzelle haben außerdem noch die Meßtransformatoren für die Strom-, Spannungs- und Leistungszeiger Platz gefunden.

Die Stromzuführung von den Maschinen erfolgt durch Dreifachkabel. Hinter jeder Schalterzelle sind die zugehörigen Sammelschienen in einer zweiten Zellenreihe untergebracht.

Bei der Drehstromanlage ist das Doppelsammelschienensystem zur Anwendung gekommen, wie das aus der Fig. 434 sowohl für die Generator- als auch für die Fernleitungsstromkreise ohne weiteres zu erkennen ist, und zwar ist jedes Sammelschienensystem für sich vollständig getrennt installiert worden. Oberhalb der Sammelschienen sind die Trennschalter

montiert. Ferner ist noch zu bemerken, daß Kupplungsschalter vorhanden sind, durch die jederzeit die beiden Sammelschienensysteme parallel geschaltet werden können. Die Fig. 435 zeigt einen Blick in die Zellengänge des Erdgeschosses.

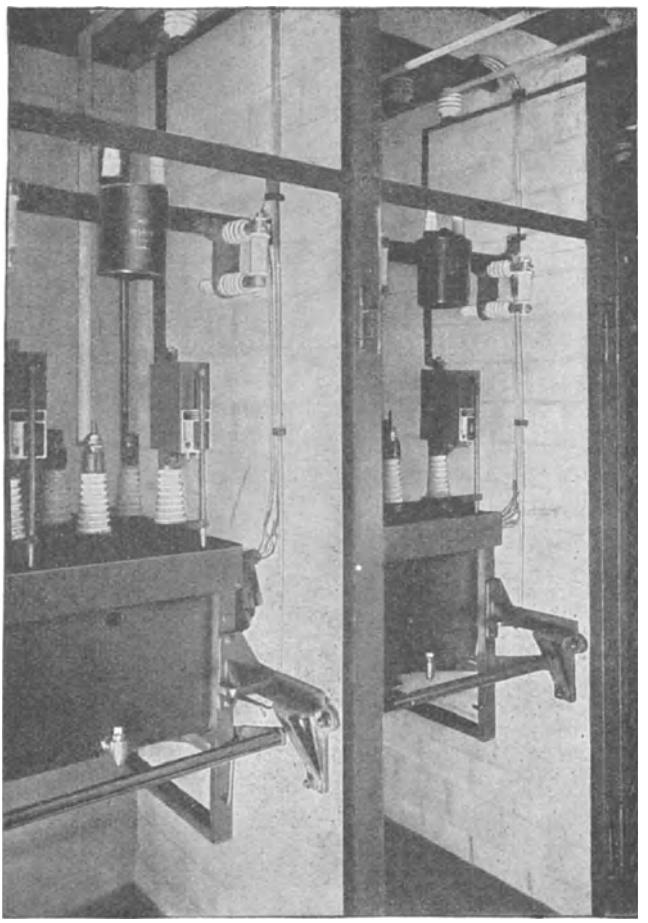


Fig. 436. 3000-Volt-Schaltzelle mit Ölschalter und Spannungstransformator.

Unterhalb der Schaltbühne im Erdgeschoß vor dem Hochspannungsraum sind die Erregerregler und die Anlasser für die Umformer aufgestellt. Beide werden durch Seilübertragung von der Schaltbühne betätigt.

Im I. Geschoß sind die Apparate und die Sammelschienen für die Drehstromabzweige untergebracht. Der ganze Aufbau der Zellen usw. entspricht vollständig demjenigen im Erdgeschosse; die Ölschalter haben hier abhängige Maximalstrom-Zeitauslösung erhalten. In Fig. 436 ist eine solche Schalterzelle abgebildet, und zwar wird diese Abbildung

zusammen mit der Fig. 434 den Aufbau der Zellen und den Einbau der Apparate leicht übersehen lassen.

Das II. Geschoß enthält den gesamten Blitz- und Überspannungsschutz für die Sammelschienen und die abgehenden Kabel und

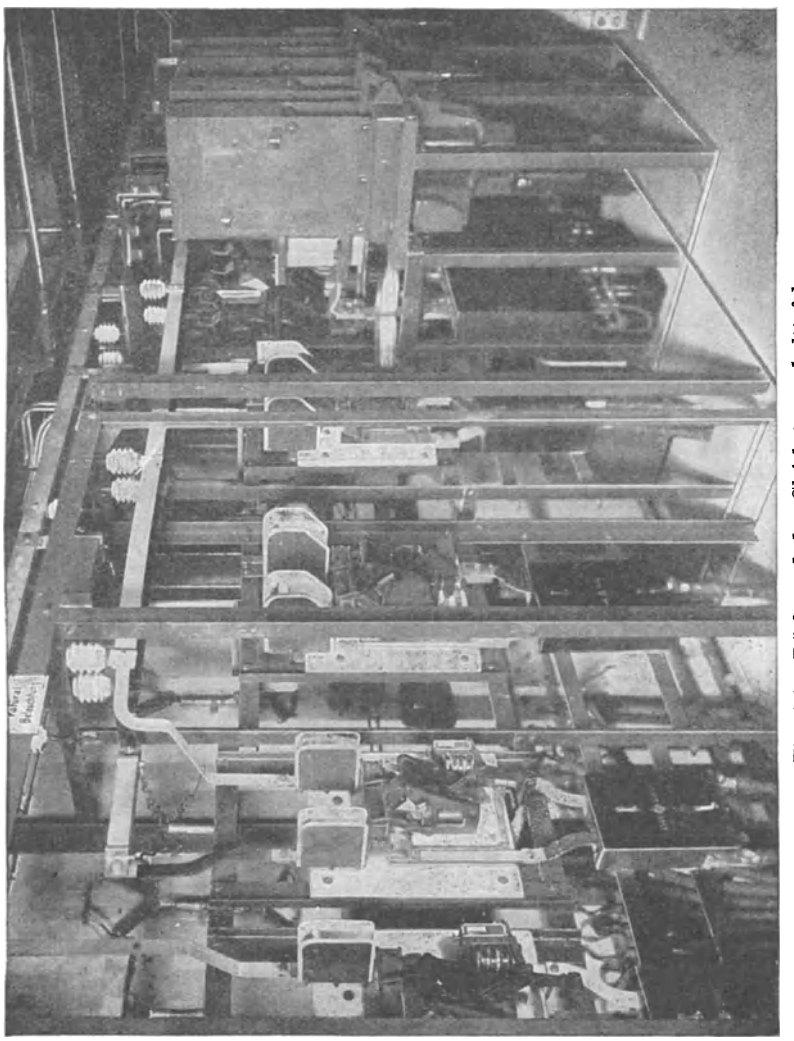


Fig. 437. Rückwand der Gleichstromschalttafel.

zwar für erstere Konusfunkenstrecken und induktionsfreie Ölwiderstände, für letztere Hörnerfunkenstrecken. Besonders sei auf die Trennwände hingewiesen, die zwischen jeder Funkenstrecke eingebaut sind. Auch hier sind die Zellen nach dem Bedienungsgange zu nur durch Drahtgitter abgeschlossen.

Die Verbindung nach den abgehenden Kabeln geschieht durch blanke Kupferleitungen auf Isolatoren verlegt, die sich oberhalb des zweiten Geschosses, also durch eine feste Zwischendecke von den Hörnerfunkenstrecken getrennt, befinden.

Die Gleichstromapparate sind im Erdgeschoß unmittelbar hinter der Schalttafel in Eisengerüsten eingebaut. Hierüber Besonderes zu sagen, erübrigt sich, da aus der Fig. 434 alles Wissenswerte zu erkennen ist. In Fig. 437 ist noch die Rückseite der Gleichstrom-Betätigungswand abgebildet. Sie gestattet einen guten Überblick über die Führung der Leitungen, die Anordnung der Sammelschienen, den Einbau der Schalter mit Funkenschutzkästen für jeden Pol usw.

c) Schaltanlage für 3000-Volt-Drehstrom. Die nun folgende Schaltanlage soll ein Bild dafür geben, wie eine große Hochspannungsanlage in verhältnismäßig sehr beschränkten Räumen doch völlig betriebs-

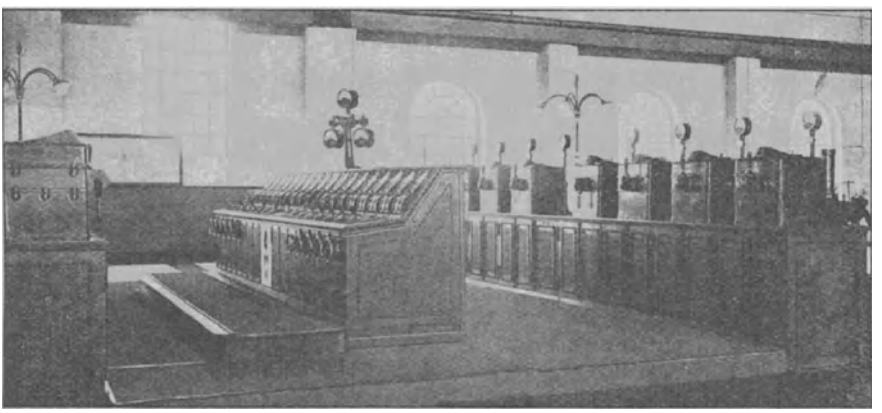


Fig. 438. Schaltbühne.

sicher und den neuesten Vorschriften und Anschauungen entsprechend untergebracht werden kann. Dabei handelt es sich außerdem noch um eine Kraftstation für Bergbau und Hüttenbetrieb. Der Raum, der zur Verfügung steht, liegt inmitten einer Gaszentrale. Die vorhandenen Flächen von 6,9 m Breite und 17 m Länge sollten für 10 Maschinen und 6 Zuleitungskabel von zwei anderen Kraftwerken ausreichen, außerdem aber noch eine Erweiterung auf das Doppelte jederzeit ermöglichen.

Diese Aufgabe wurde wie aus Fig. 438 und 439 ersichtlich in erster Linie dadurch gelöst, daß Ölschalter mit am Boden befindlichen Anschlußkontakten verwendet wurden.

Ein generelles Schaltbild der Anlage ist in Fig. 440 wiedergegeben. Jeder Generator erhält einen vollständig selbsttätigen Ölschalter (Fern-, Ein- und Ausschalter) mit Maximalstrom-Zeit- und Rückstromauslösung, ferner Strom-, Spannungs- und Leistungszeiger mit Meßtransformatoren (für gleichbelastete Phasen) und Trennschalter. Dieselben Apparate sind auch in die Zuleitungen eingebaut. Bei der Anordnung der Sammel-

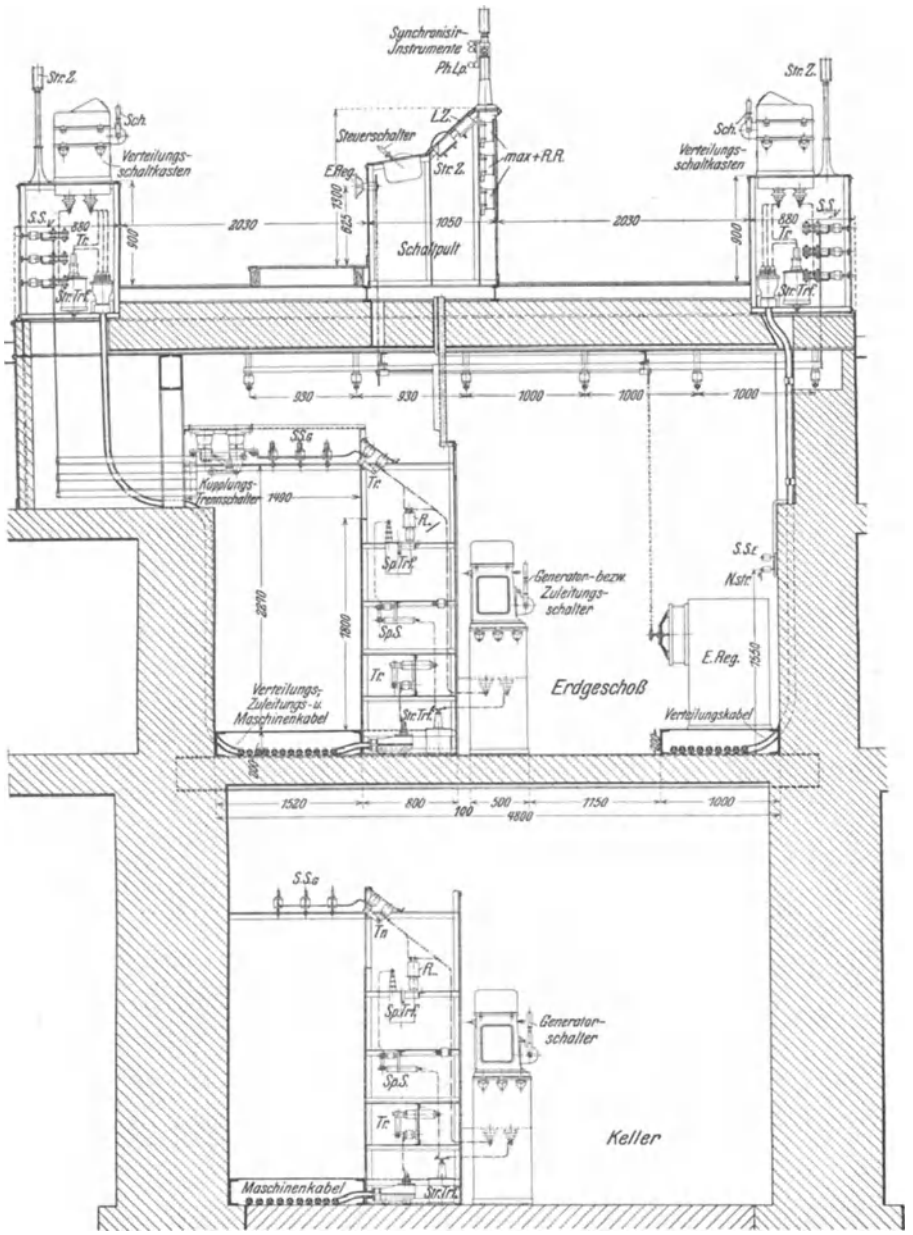


Fig. 439. Schnitt durch die Schaltanlage.

schienen wurde bereits auf die Vergrößerung Rücksicht genommen. In der Fig. 440 ist der jetzige Ausbau mit ausgezogenen Linien dargestellt, während die zukünftige Erweiterung punktiert gezeichnet worden ist.

Beim vollen Ausbau sind sowohl die Generatorsammelschienen als auch die Verteilungssammelschienen je zu einer Ringleitung vereinigt, die durch entsprechende Leitungen miteinander in Verbindung stehen. Schon bei dem jetzigen Umfange der Anlage kann je eine der Verteilungssammelschienen von je einer Hälfte der Generatoren, beide Verteilungssammelschienen von allen Generatoren oder von einer oder der anderen Hälfte der Generatoren gespeist werden, je nachdem die Hauptverteilungstrennschalter geschlossen oder geöffnet sind.

Die Meßinstrumente, Steuerschalter für die Ölschalter und die Handräder für die Regulatoren sind auf einem Schaltpulte zusammengefaßt, das erhöht auf dem Maschinenhausflur Aufstellung gefunden hat. Die Instrumente für die Synchronisierung der Maschinen sind auf

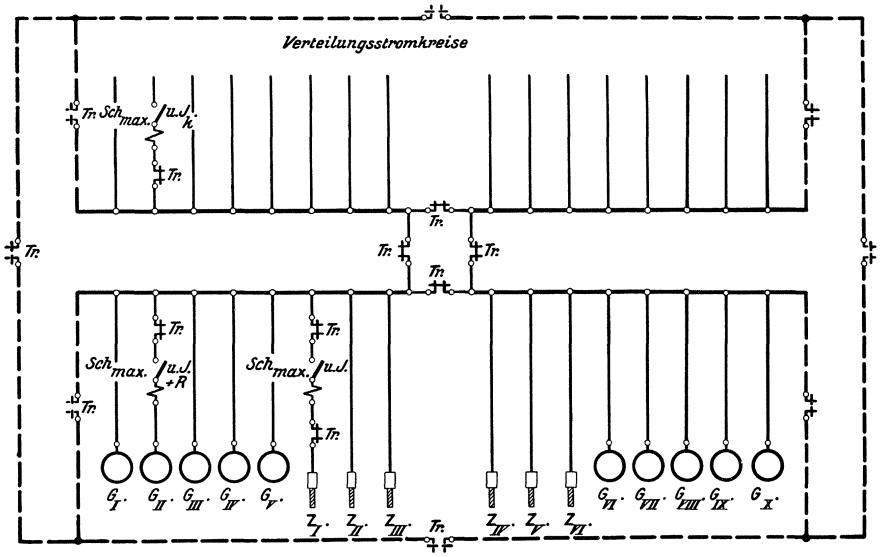


Fig. 440. Schaltplan einer 3000-Volt-Drehstromanlage (einpolige Darstellung).

einer kurzen Schaltsäule angebracht, die sich in der Mitte des Schaltpultes befindet. Bei der Herstellung des Pultes mußte auf möglichst gedrängte Anordnung gesehen werden einmal mit Rücksicht auf die zur Verfügung stehende Raumbreite, und ferner um der Schalttafelbedienung die Übersicht zu erleichtern. Das Pult besitzt daher bei 16 Feldern nur eine Länge von 5,3 m. Die Instrumente wurden zum Teil als Profilinstrumente gewählt und mit den runden Instrumenten versenkt eingebaut.

Es sei hier noch besonders bemerkt, daß die Parallelschaltung automatisch vor sich geht und zwar nach dem System Vogelsang der Voigt & Haeffner-A.-G. Dieses automatische Synchronisieren hat sich, obgleich ausschließlich Gasgeneratoren arbeiten, vorzüglich bewährt.

Parallel zu dem Schaltpulte wurden auf dem Podium Verteilungsschaltkästen in zwei Reihen aufgestellt, die die Schalter für die Fernleitungen enthalten. Hinter jedem Schaltkasten befindet sich ein Stromzeiger, dessen Meßtransformator in den Schaltkasten eingebaut ist. Soll die Schaltanlage später auf das Doppelte vergrößert werden, so müssen das Schaltpult und die beiden Reihen der Verteilungsschaltkästen auf das Doppelte verlängert werden.

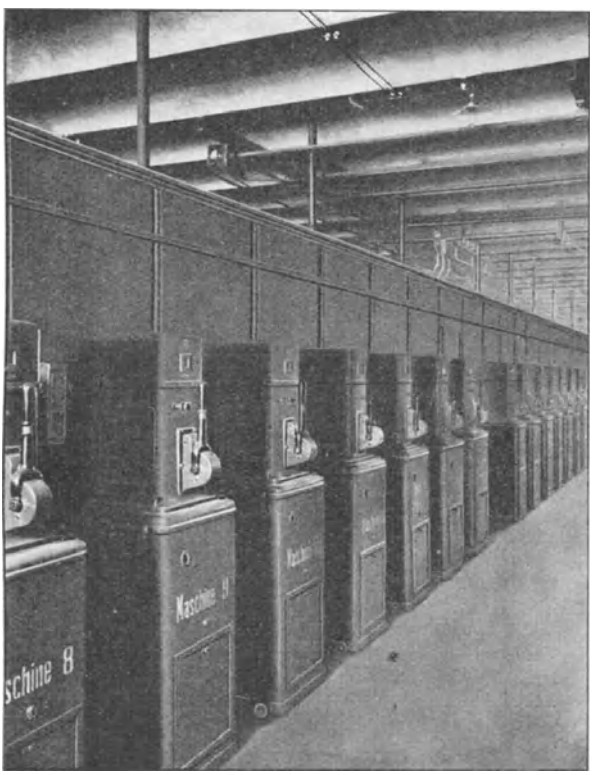


Fig. 441. Schaltanlage im Erdgeschoß.

Die eigentliche Schaltanlage wurde in dem unter dem Podium befindlichen Erdgeschoß untergebracht (Fig. 439 und 441); sie besteht aus einem Schaltgerüst, in dem die Trennschalter, Meßtransformatoren und zugehörigen Spannungssicherungen eingebaut sind und ferner aus den einzelnen, wie bereits oben gesagt, ganz automatischen Ölschaltern mit unteren Anschlußkontakten. Diese Schalter stehen vor dem Schaltgerüst und sind zwecks leichteren Transportes mit Rädern versehen. Die Betätigung erfolgt von der Erregerspannung mit 110 Volt Gleichstrom. In diesen Räumen befinden sich ferner noch die Hauptsammelschienen, sowie die Erregerregler, letztere durch Kettenübertragung

vom Schaltpult aus bedient. Die Stromzu- und -abführungsleitungen sind als Kabel hergestellt, die in abgedeckten Kanälen liegen.

Für den Fall, daß die Anlage auf das Doppelte vergrößert werden soll, ist der Ausbau der Schaltanlage derart ins Auge gefaßt, daß im Keller unterhalb des Erdgeschosses die neuen Ölschalter Aufstellung finden. In Fig. 439 ist die Anlage von vornherein für den vollen Ausbau gezeichnet.

Zurückkehrend zu den Verteilungsschaltkästen ist noch zu bemerken, daß in denselben auch die Verteilungssammelschienen mit den Trennschaltern untergebracht sind.

Zum Schluß sei erwähnt, daß in den Zuleitungen von den anderen Kraftwerken Zähler mit gesperrtem Rücklauf eingebaut worden sind, so daß man jederzeit feststellen kann, inwieweit die anderen Kraftwerke über diese Schaltanlagen für das gesamte Netz Strom geliefert bzw. Strom erhalten haben.

VI. Abschnitt.

Das Kraftwerk.

39. Der Entwurf des Kraftwerkes.

Der Entwurf des Kraftwerkes hat sich zu erstrecken zunächst natürlich auf die Ermittelung der Lage des Maschinenhauses bzw. der Stromerzeugungsstation im allgemeinen, dann auf die Auswahl der Antriebsmaschinen, sofern deren Gattung nicht von vornherein z. B. wie bei Wasserkraftanlagen bestimmt ist, auf die Festsetzung der Stromart und Spannung, die Raumgestaltung des Gebäudes und schließlich auf die Aufstellung einer Wirtschaftlichkeitsberechnung.

a) Die Lage des Kraftwerkes. Am einfachsten ist die Lage des Kraftwerkes dann bestimmbar, wenn es sich um die Ausnutzung von Wasserkräften handelt. Hier ist in der Hauptsache darauf Rücksicht zu nehmen, daß möglichst geringe Gefällverluste entstehen, daß also die weitgehendste Nutzbarmachung der Wasserkraft erzielt wird. Handelt es sich um Wasserfälle, so ist bei dem Bau des Kraftwerkes tunlichst darauf zu achten, daß die Rohrleitungen für den Wasserzufluß derart gelegen sind, daß bei einem Rohrbruche das Kraftwerk durch die freiwerdenden Wassermassen nicht in Mitleidenschaft gezogen wird. Sonst ist bei Wasserkraftanlagen wenig zu bemerken, da der wasserbauliche Teil stets von Spezialfirmen bearbeitet zu werden pflegt.

Kommen als Antriebsmaschinen dagegen Dampfmaschinen, Dampfturbinen, Gas- oder Rohölmotoren in Frage, so muß vor der Wahl des Platzes in der Regel durch besondere Untersuchungen und Kostenberechnungen festgestellt werden, welche Maschinengattung am wirtschaftlichsten ist und zwar in bezug auf die Beschaffenheit des Betriebsstoffes wie Steinkohle, Braunkohle, Rohöl u. dgl., dessen Zufuhr, die Beschaffung des erforderlichen Wassers z. B. zur Speisung der Kessel oder zur Kühlung der Maschinen selbst, die Einzelleistung der Maschinen, die Größe des für das Maschinenhaus zur Verfügung stehenden Platzes und den Betrieb an sich (ruhiger oder starken Belastungsschwankungen unterworfene Stromlieferung).

Selbstverständlich ist anzustreben, daß das Kraftwerk möglichst im Mittelpunkte des Stromversorgungsgebietes liegt. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Eigenanlagen z. B. für eine Fabrik und Stromerzeugungsanlagen für die öffentliche Lieferung elektrischen Stromes (öffentliche Kraftverteilung). Im ersten Falle ist die Lage des

Kraftwerkes zumeist ohne weiteres bekannt. Im zweiten Falle muß bei der Auswahl des Bauplatzes sehr sorgfältig vorgegangen werden. Wenn hier auch die bereits oben erwähnte Zuführung des Betriebsstoffes und die Beschaffung der erforderlichen Wassermengen in erster Linie bestimmend sind, so ist aber auch die Ausgestaltung der Leitungsanlage mit in Rücksicht zu ziehen. Je längere Hauptspeiseleitungen und bei Wechselstrom je mehr Haupttransformatorenstationen notwendig werden, um so teuerer wird die Gesamtanlage, und um so höher müssen die Strompreise für die Abnehmer festgesetzt werden, weil neben den Ausgaben für Verzinsung und Abschreibung des Anlagekapitals und die Unterhaltung der Leitungsanlagen die Verluste steigen. Stehen mehrere Plätze für die Errichtung der Stromerzeugungsstation zur Verfügung, so ist es für den projektierenden Ingenieur keine leichte Aufgabe, die Lage des Kraftwerkes zu ermitteln. Bestimmte Angaben können aber natürlich nicht gemacht werden. Letzten Endes wird vielmehr nur die Wirtschaftlichkeitsberechnung den Ausschlag geben.

Neben dem bisher Gesagten ist ferner in Rücksicht zu ziehen der Preis für Grund und Boden, Erweiterungsfähigkeit und Beschaffenheit des Baugrundes. Hinsichtlich des letzteren ist darauf zu achten und besonders zu prüfen, ob nicht kostspielige Fundamentierungen für die Maschinen, Veränderungen in den Bodenformationen, ungünstige Grundwasserverhältnisse u. dgl. zu befürchten sind. Schließlich darf auch bei benachbarten Flüssen die Überschwemmungsgefahr nicht aus dem Auge gelassen werden.

Handelt es sich um die Erzeugung und Verteilung sehr großer elektrischer Leistungen, so sollte stets auch untersucht werden, ob es nicht vorteilhafter ist, an Stelle eines Riesenwerkes zwei oder drei kleinere Werke zu bauen. Es ist leicht einzusehen, daß durch eine derartige Unterteilung die Betriebssicherheit der Gesamtanlage außerordentlich erhöht wird, zumal der Parallelbetrieb mehrerer selbst in größerer Entfernung voneinander gelegener Werke untereinander heute keine Schwierigkeiten mehr bereitet. Die Anlage- und Betriebskosten werden kaum nennenswerte Unterschiede aufweisen, sofern natürlich in beiden Fällen als normal zu bezeichnende Verhältnisse vorliegen, und wenn für alle Werke nur eine Betriebsletiung vorhanden ist.

b) Die Antriebsmaschinen. Die nun folgenden Erörterungen über die Antriebsmaschinen können selbstverständlich nur allgemeine Gesichtspunkte umfassen, da der projektierende Elektroingenieur weniger mit den konstruktiven Einzelheiten, als vielmehr hauptsächlich mit der Arbeitsweise und den wirtschaftlichen Verhältnissen zu tun und ferner Angaben für die Bemessung zu machen haben wird. Es genügt daher ein ganz kurzes Eingehen auf die einzelnen Gattungen, ihre Vorzüge, Nachteile und ihr Anwendungsgebiet. Für alle gemeinsam ist besonders auf die Regelfähigkeit bei Belastungsschwankungen (Drehzahlabfall) zu achten und hierüber stets besondere Auskunft vom Lieferanten einzuholen.

α) Die Dampfmaschinen. Hinsichtlich der Bauart der Dampfmaschinen unterscheidet man zwischen der liegenden und stehenden. Die erstere erfordert natürlich mehr Platz als die zweite, ist dafür aber in der Bedienung etwas einfacher und hat weniger Bedienungspersonal nötig. Ferner wird die Übersicht über den gesamten Maschinensaal erleichtert. Die stehenden Dampfmaschinen, wie überhaupt die Dampfmaschinen an sich, kommen heute bei Leistungen über etwa 1000 PS immer seltener zur Anwendung, und zwar weil sie durch die Dampfturbinen überholt worden sind. Die Umdrehungszahlen der Dampfmaschinen sind in der Regel verhältnismäßig gering, infolgedessen erhalten die elektrischen Maschinen große Abmessungen und erfordern bei größeren Leistungen eine Unterkellerung des Maschinenraumes.

In den Offerten auf Dampfmaschinen muß besonders angegeben sein: der Dampfverbrauch, der Kühlwasserverbrauch für die Kondensation und der Ölverbrauch, denn diese Daten sind für die Aufstellung der Wirtschaftlichkeitsberechnung von besonderer Bedeutung.

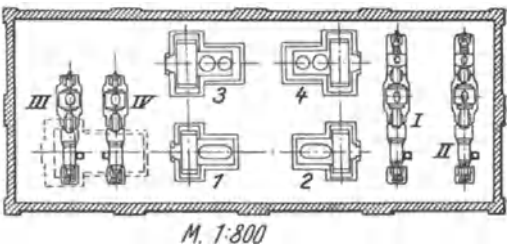


Fig. 442. Grundriß des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes A.-G. Essen-Ruhr.
1 und 2: Stehende Kolbendampfmaschinen-Aggregate zu je 600 PSe.
3 und 4: Stehende Kolbendampfmaschinen-Aggregate zu je 1200 PSe.
I und II: Dampfturbinen, System Brown, Boveri-Parsons zu je 10 000 PSe, direkt gekuppelt mit je 1 Drehstrom-Generator zu 5000 KW, 1 Gleichstrom-Generator zu 1500 KW und der Erregermaschine.
III und IV: Turbogeneratoren, System Brown, Boveri-Parsons zu je 7500 PSe.

Als Zubehör zu den Dampfmaschinen sind neben den Rohrleitungen in erster Linie die Kondensationsanlagen zu erwähnen (Oberflächen- oder Einspritzkondensation), für die seitens des Elektroingenieurs die notwendigen Unterlagen beschafft werden müssen. Diese Unterlagen beziehen sich auf die Angaben über das zur Verfügung stehende Wasser hinsichtlich seiner Beschaffenheit und seiner Menge. Der Antrieb getrennt aufgestellter Kondensationspumpen erfolgt durch Elektromotoren. Dieser Teil der Anlage fällt unter den Begriff der Nebenbetriebe, und es gilt dafür hinsichtlich Wahl der Stromart usw. das auf S. 461 u. f. Gesagte.

β) Die Dampfturbinen. Die Dampfturbinen haben heute bei Leistungen über etwa 1000 PS die Dampfmaschinen fast vollständig verdrängt und das in der Hauptsache aus folgenden Gründen: Der Raumbedarf ist außerordentlich gering, die Bedienung ist infolge Fortfalls der Steuerung und aller hin und her gehenden Teile einfacher, die Fundamentierung weniger kostspielig und der Verbrauch an Schmiermaterial geringer. Der Dampfverbrauch ist dagegen im allgemeinen nicht wesentlich günstiger als bei gleich großen Mehrzylinderdampfmaschinen. Die Fig. 442 zeigt

den Grundriß des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes A. G., Essen-Ruhr, in welchem Kolbendampfmaschinen und Dampfturbinen (Bauart Brown, Parsons) zur Aufstellung gekommen sind, und läßt deutlich den großen Unterschied hinsichtlich des Platzbedarfes erkennen.

Als besondere Vorzüge der Dampfturbinen sind ferner zu nennen, daß einmal eine sogenannte Zwischendampfentnahme stattfinden, und daß ferner der im Kondensator niedergeschlagene Dampf ohne weiteres wieder zur Kesselspeisung verwendet werden kann, da er vollkommen rein von Öl ist, weil der Arbeitsdampf mit dem Schmieröl nicht in Berührung kommt. Die Zwischendampfentnahme ist für alle solche Betriebe von Bedeutung, die Dampf für Heiz- und andere Zwecke benötigen wie z. B. Brauereien, Zuckerfabriken, chemische Fabriken, Papierfabriken, Webereien u. dgl.

Ferner sollen hier noch die sogenannten Abdampfturbinen erwähnt werden, die besonders in alten Dampfmaschinenanlagen, die mit Auspuffbetrieb und daher hohem Dampfverbrauch arbeiten, am Platze sind. Bei derartigen Anlagen wird der unregelmäßig zuströmende, sonst nicht verwendbare Auspuffdampf in sogenannten Dampfakkumulatoren aufgespeichert und zum regelmäßigen Betriebe von Dampfturbinen verwendet. Man ist so in der Lage, ohne Mehraufwand an Brennstoff die Kraftleistung der Anlage annähernd zu verdoppeln.

Dampfmaschinen bzw. Dampfturbinen ganz allgemein sind überall dort vorzuziehen, wo geringste Wartung und Instandhaltung, größte Betriebssicherheit, Unabhängigkeit in der Wahl des Betriebsstoffes, große Überlastbarkeit (40 bis 50 % der normalen Dauerleistung) und große Maschineneinzelleistung gefordert werden.

γ) Die Kesselanlagen. Hinsichtlich der Kessel unterscheidet man zwischen dem Großwasserraum- und dem Wasserrohrkessel. Es gibt für beide eine große Anzahl von Ausführungen, auf die hier nicht näher eingegangen werden kann. Bestimmend für die allgemeine Bauart der Kessel entweder als Großwasserraum- oder als Wasserrohrkessel sind die Betriebsverhältnisse. Für elektrische Kraftwerke mittlerer und großer Leistung kommt fast nur der Großwasserraumkessel zur Anwendung. Der Wasserrohrkessel wird, abgesehen von kleinen Anlagen, dann angewendet, wenn es sich z. B. für Reserven darum handelt, schnell Dampf zu erhalten. Hierher gehören Dampfanlagen für Wasserkraftwerke mit ungünstigen Wasserverhältnissen z. B. zu Zeiten der Trockenheit und niedrigen Wasserstandes, sofern kein Staubecken vorhanden ist, ferner Fälle wie z. B. die schnelle Inbetriebsetzung einer Reservemaschine für plötzliche, außergewöhnliche Stromentnahme, Deckung der Spitzenbelastung bei Elektrizitätswerken und ähnliche Betriebsverhältnisse.

Die Bauart der Kessel, die für eine Anlage am zweckmäßigsten ist, wird durch folgende Faktoren festgelegt: Wasserverhältnisse, Beschaffenheit des Wassers, erforderliche Überlastungsfähigkeit der Kessel bei stark schwankenden Betrieben, zur Verfügung stehende Grund-

fläche, Gewicht in bezug auf Transport- und Bauverhältnisse, Güte des Brennmaterials und verlangter Wirkungsgrad bedingt durch den zur Verwendung kommenden Brennstoff.

Alle diese Angaben sind für den Kesselfabrikanten erforderlich, da er anderenfalls nicht in der Lage ist, den für eine Anlage zweckmäßigsten Kessel in Vorschlag zu bringen.

Als Zubehör für Kesselanlagen sind zu nennen: Dampfüberhitzer, die eine Ersparnis im Brennmaterial ermöglichen, weil die Brennmaterialien dann besser ausgenutzt werden, ferner mechanische Rostbeschicker, mechanische Kohlenförderanlagen, künstliche Saugzuganlagen, Wasserreiniger und Speisewasservorwärmer. Je nach der Größe der Kesselanlage empfiehlt es sich, alle diese Zubehörteile auf ihren wirtschaftlichen Wert zu untersuchen, da nur durch Rechnungen nach dieser Richtung eine Kesselanlage am vorteilhaftesten entworfen werden kann.

Hinsichtlich der Aufstellung der Kessel ist darauf zu achten, daß neben der bequemsten Zuführung des Brennmaterials und Abführung der Asche vor allen Dingen die Dampfleitungen zwischen Kessel und Maschine möglichst kurz werden, um die Dampfverluste zu verringern.

δ) Die Dampflokomobilen. Handelt es sich um kleinere Anlagen bis etwa 500 PS Maschineneinzelleistung und um beschränkte Raumverhältnisse, muß außerdem das Kraftwerk mit den erreichbar geringsten Mitteln gebaut werden, so ist die Dampflokomobile unter Umständen vorteilhafter am Platze als getrennte Kessel- und Maschinenanlagen. Sie erfordert das geringste Bedienungspersonal infolge des Zusammenbaues des Kessels mit der Dampfmaschine, verhältnismäßig geringen Platz für den ganzen Maschinensatz, und ist ferner heute von derart vorzüglicher Konstruktion, daß auch hinsichtlich des Dampfverbrauches ein Vergleich mit guten Dampfmaschinen bzw. kleinen Dampfturbinen ohne weiteres möglich ist.

Einen Nachteil hat allerdings die Dampflokomobile insofern, als bei Untersuchungen oder Reparaturen an der Dampfmaschine bzw. dem Dampfkessel das ganze Aggregat aus dem Betriebe gezogen werden muß, während das natürlich bei der Trennung von Maschine und Kessel nicht erforderlich ist. Auf S. 575 wird ein neuzeitiges Kraftwerk für eine Fabrik ausgerüstet mit Dampflokomobilen beschrieben werden, und es sei daher auf diese Erörterungen verwiesen.

Die Verbindung zwischen Generator und Dampflokomobile erfolgt entweder durch Riemen oder durch unmittelbaren Zusammenbau. Handelt es sich um den Parallelbetrieb mehrerer Lokomobilaggregate mit Riemenantrieb, so ist die Zwischenschaltung einer Transmission nicht durchführbar und zwar mit Rücksicht auf das gute Parallelschalten an sich. Da die parallel zu schaltende Maschine in ihrer Drehzahl gegenüber der bereits im Betriebe befindlichen etwas erhöht werden muß, so wäre das bei Transmissionsantrieb nur dann möglich, wenn man Spannrollen in die Riemenübertragungen einfügte. Aber auch durch dieses Mittel kann kaum verhindert werden, daß ein beträcht-

licher Stromstoß im Augenblicke des Parallelschaltens eintritt, der bei kleineren Netzen empfindliche Spannungsschwankungen zur Folge haben würde.

Der Ungleichförmigkeitsgrad soll bei Lokomobilen mit Riemenübertragung etwa 1 : 200 betragen; sind starke Belastungsschwankungen nicht zu fürchten, so kann bis 1 : 150 gegangen werden.

ε) Die Gasmaschinen. Von diesen sollen hier nur die Großgasmaschinen erwähnt werden, die dann zur Anwendung kommen, wenn es sich um die Ausnutzung der Abgase von Hoch- und Koksöfen in Hütten- und Walzwerken, Kokereien usw. handelt. Diese außerordentlich billigen Kraftquellen rechtfertigen ohne weiteres die Aufstellung von Großgasmaschinen, wenn letztere auch verhältnismäßig kompliziert sind und eine wesentlich sorgfältigere Wartung erfordern als Dampfmaschinen bzw. Dampfturbinen so z. B. in den Zündvorrichtungen, Brennstoffverteilern, Einspritzvorrichtungen, Reinigung der Zylinder von den Niederschlägen infolge unvollkommener Verbrennung besonders bei stark schwankender Kraftabgabe u. dgl. Auch ihr Platzbedarf ist größer, weil sie nur in liegender Bauart ausgeführt werden. Als Zubehör sind in erster Linie die Gasreiniger zu nennen, von deren guter Ausführung die Betriebssicherheit der Maschinen im wesentlichen abhängt.

Für den projektierenden Ingenieur sind mit Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung wissenswert: der Kühlwasserverbrauch und die Zulauftemperatur des Kühlwassers sowie der Ölverbrauch, ferner hinsichtlich der elektrischen Maschinen namentlich bei Wechselstrom die Taktzahl. Es sei hierbei auch auf das auf S. 298 gelegentlich der Erörterung des Parallelbetriebes von Wechselstrommaschinen Gesagte verwiesen.

Einen allgemeinen Nachteil haben aber alle Gasmaschinen, der in der verhältnismäßig geringen Überlastbarkeit liegt. Diese beträgt etwa im Höchstfalle 10%. Handelt es sich daher um Betriebe mit stark schwankenden Belastungsverhältnissen, wie sie namentlich in Hütten- und Walzwerken durch das Einrücken großer Arbeitsmaschinen vorliegen, so ist bei der Auswahl der Leistung der Gasmaschinen besondere Vorsicht geboten, und es sind vorteilhafter etwas größere Maschinen aufzustellen. Außerdem müssen dann die im 22. Kapitel behandelten Leistungs- und Spannungsregelmaschinen angewendet werden.

Erwähnt sei ferner, daß auch die Gasmaschinen eine Verwertung der Abwärme gestatten allerdings aber nur beschränkt, und zwar so lange als die Maschinen im Betriebe sind. Schließlich ist noch darauf aufmerksam zu machen, daß bei dieser Gattung von Antriebsmaschinen die Generatoren nicht fliegend auf die Welle aufgesetzt werden dürfen, sondern stets ein Außenlager erhalten müssen, da infolge der Gasexplosionen im Zylinder die Triebteile und die Welle in Schwingungen versetzt werden, und der Anker des Generators namentlich bei Gleichstrom nicht den erforderlichen ruhigen Lauf aufweist.

ζ) Die Dieselmotoren. Die Dieselmotoren sind heute derart vervollständigt, daß sie den anderen Antriebsmaschinen ohne weiteres an die Seite gestellt werden können. Sie sind in der Hauptsache dort vorteilhaft, wo der Brennstoff leicht beschafft werden kann, also in erdölreichen Ländern und dort, wo keine Steuern und Abgaben auf demselben lasten.

Der Dieselmotor hat den Vorteil der größeren Überlastbarkeit gegenüber des Gasmaschine (etwa 20% Überlastbarkeit), erfordert weniger Raum zu seiner Aufstellung und ist einfacher in der Inbetriebsetzung. Besonders der letztere Umstand macht den Dieselmotor als Reservemaschine vorzüglich geeignet, und er wird daher namentlich in Wasserkraftanlagen mit ungünstigen Wasserverhältnissen angewendet. Ferner fällt jede Rußbildung, Rußbelästigung der Umgebung und Gaserzeugungsanlage fort. Auch er gestattet unter den gleichen Verhältnissen wie die Gasmaschine die Ausnutzung der Abwärme.

η) Die Wasserturbinen. Für die Auswahl der Wasserturbinen ist die Wassermenge und die Gefällhöhe bestimmend. Hinsichtlich der Bauart unterscheidet man zwischen Hoch- und Niederdruckturbinen und solche stehender und liegender Bauart.

Die Wasserturbinen sind heute bis zu den größten Leistungen in hervorragend betriebssicherer und allen Anforderungen auch hinsichtlich des guten Arbeitens der Generatoren entsprechenden Bauart herstellbar. Sie arbeiten mit sehr hohem Wirkungsgrade und guter Regulierung. Nur einen Nachteil besitzen sie, daß sie, wie auf S. 275 bereits gesagt, bei Entlastung „durchgehen". Sie müssen daher mit Schnellschlußventilen, Sicherheitsregelung beim Überschreiten einer bestimmten Drehzahl oder einer anderen entsprechenden Vorrichtung ausgestattet sein.

c) Stromart und Spannung. Nachdem die Stromabnehmer, besonders die Motoren, in ihrem charakteristischen Verhalten und ihrer Arbeitsweise, sowie die Stromzuführungsleitungen besprochen worden sind, soll nunmehr noch Einiges über die Wahl der Stromart an sich und die Höhe der Spannung an den Stromerzeugern bzw. an den Stromverbrauchern gesagt werden. Es wird stets und allein Aufgabe des eine Anlage entwerfenden Ingenieurs sein, die Stromart und Spannung selbst zu bestimmen, und zwar ist dabei grundsätzlich der Unterschied zu machen, ob es sich um ein geschlossenes industrielles Unternehmen oder um ein öffentliches Kraftwerk handelt. Die Stromart und Spannung namentlich im ersteren Falle willkürlich festzusetzen, ist ein schwerer Fehler, der sich entweder bei der Gegenüberstellung von Konkurrenzangeboten sofort oder z. B. bei Erweiterung der elektrischen Anlagen, die sich in der Regel schon nach wenigen Betriebsjahren als notwendig erweist, bemerkbar macht. Darum muß stets und in erster Linie als Grundsatz für die Entscheidung dieser Frage gelten, daß die Stromart und Spannung nur unter voller Berücksichtigung der Eigenart der stromverbrauchenden Einrichtungen, ihrer Betriebsart und den im besonderen an dieselbe

zu stellenden Anforderungen z. B. hinsichtlich Regelbarkeit und Anpassungsvermögen an die von ihnen geforderten Funktionen festgesetzt wird. Namentlich bei Fabrikanlagen u. dgl. ist es nicht immer leicht, sich von vornherein für diese oder jene Stromart (Gleichstrom oder Drehstrom) und Spannung zu entscheiden. Es werden vielmehr oft sorgfältige Abwägungen der Vorzüge und Nachteile der einzelnen Systeme stattfinden müssen, um sowohl das zweckmäßigste als auch das billigste zu finden.

Schon aus diesen kurzen Angaben geht hervor, daß die Stromverbraucher den größten Einfluß auf die Wahl der Stromart besitzen, während andererseits für die Spannung die Lage des Kraftwerkes zu den Abnahmestellen und die zu übertragende Leistung den Ausschlag geben. Erst in letzter Linie sollten die erstmaligen Anlagekosten entscheidend sein, denn spätere Umbauten können unter Umständen hinsichtlich der Änderungskosten in keinem Verhältnis stehen zu den anfänglich gemachten Ersparnissen.

α) Gleichstrom. Diese Stromart besitzt, wie das in den einzelnen Abschnitten wiederholt zum Ausdruck gekommen ist, eine ganze Reihe von Vorzügen gegenüber dem Wechselstrom ganz allgemein, die für viele Betriebe gefordert werden müssen. Diese Vorteile liegen in erster Linie in den Motoren und zwar besonders in dem Gleichstrom-Nebenschlußmotor. Die leichte und wirtschaftliche Geschwindigkeitsregelung dieser Motorgattung weist ihr unmittelbar das Feld ihrer Verwendung zu, und zwar gehört zu letzterem der gesamte Werkzeugmaschinenantrieb. So verlangt z. B. der Betrieb einer Hobelmaschine kleine Drehzahlen in der Schnittperiode, während der Rückgang des Arbeitstisches schnell vor sich gehen muß. Diese Arbeitsweise kann nur von einem Gleichstrommotor völlig befriedigend erreicht werden. Ähnliche besondere Geschwindigkeitsregelungen sind vorhanden bei Förderanlagen, Walzenstraßenantrieben, Ziehbänken, Papiermaschinen und dann, wenn eine oft zu regelnde Arbeitsmaschine unmittelbar mit dem Elektromotor zusammengebaut ist.

Neben dem Gleichstrom-Nebenschlußmotor ist es weiter der Hauptstrommotor, der in seiner Arbeitsweise insbesondere für die Zwecke der Hebezeugtechnik ganz besondere Vorzüge besitzt. Das liegt in erster Linie in der selbsttätigen Einstellung seiner Drehzahl nach der jeweilig geforderten Zugkraft, indem leichtere Lasten schnell und schwerere Stücke bei entsprechend vergrößerter Zugkraft langsamer bewegt werden. Hier ist aber zu bemerken, daß der Gleichstrom für dieses letztgenannte Gebiet nur dann zu bevorzugen ist, wenn es sich um Anlagen größeren Umfanges handelt.

Diesen Vorzügen der Gleichstrommotoren stehen aber andererseits auch einige Nachteile für die Stromart selbst gegenüber. Der Wirkungsgrad von Gleichstrommotoren ist zumeist etwas geringer als der gleichgroßer Drehstrommotoren. Die Abmessungen der Motoren werden ebenfalls größer, und dazu kommt ferner der Kommutator mit den Bürsten. Wenn auch die ersten beiden Punkte so gut wie gar nicht

ins Gewicht fallen, da namentlich der geringere Wirkungsgrad durch die wirtschaftliche Geschwindigkeitsregelung als ausgeglichen angesehen werden kann, so ist es der Kommutator, der besonders bei angestrengtem Betriebe besonders sorgfältiger Wartung bedarf. Durch Ausführung der Motoren mit Wendepolen und Kompensationswicklungen läßt sich eine stets funkenlose Kommutierung erreichen, so daß heute der Kommutator nicht mehr die Schwierigkeiten macht wie noch vor wenigen Jahren.

Ungeeignet dagegen und zwar infolge des Kommutatorfeuers sind Gleichstrommotoren überall dort, wo Explosionsgefahren vorhanden sind, also in Gruben, Bergwerken, Pulverfabriken, chemischen Laboratorien u. dgl., wenn nicht besonders teuere explosionssicher geschlossene Motoren benutzt werden.

In chemischen Fabriken wird indessen* Gleichstrom durch manche Arbeitsprozesse notwendig; das sind natürlich Ausnahmefälle, die von vornherein die Stromart und unter Umständen auch die Spannung bestimmen.

Bei der Festsetzung der Stromart auf die elektrische Beleuchtung Rücksicht zu nehmen, ist nicht notwendig, denn auch die heutigen Wechselstromlampen genügen allen Anforderungen und stehen den Gleichstromlampen nicht nach.

Ist auf Grund dieser oder ähnlicher Erwägungen der Gleichstrom für eine Anlage gewählt worden, so wird es sich weiter darum handeln, die Spannung zu bestimmen, mit der die Gesamtanlage also auch die Beleuchtung zu betreiben ist. Für Deutschland richtet man sich heute im allgemeinen nach den Normalspannungen, die der V. D. E. festgesetzt hat, und zwar sind das 110, 220, 440, 500 und 600 Volt an den Stromverbrauchern bzw. entsprechend höhere Spannungen an den Generatoren bedingt durch den Spannungsverlust in den Leitungen.

Die Spannung von 110 Volt im Zweileitersystem wird naturgemäß nur für kleine Leistungen und demnach kleine Anlagen in Frage kommen, da bei größeren Stromstärken die Leiterquerschnitte zu stark werden, und dann die Kosten für die Gesamtanlage zu hoch ausfallen, wenn natürlich der Spannungsverlust nicht zu groß gewählt wird. Daß man tunlichst hohe Spannung wählen soll, ist bereits auf S. 25 erwähnt worden. Es sei wiederholt, daß, wie die Gl. 15 zeigt, bei einer bestimmten zu übertragenden Leistung der Querschnitt der Leitungen umgekehrt proportional mit der Spannung wächst bzw. die Entfernung, auf die eine bestimmte Leistung übertragen werden kann, proportional mit dem Quadrate der Spannung zunimmt. Anlagen, die neben einer Anzahl größerer oder kleinerer Motoren vor allen Dingen dem Zwecke einer ausgedehnten Beleuchtung dienen sollen, betreibt man daher im Zweileitersysteme mit 220 Volt. Sind in der Hauptsache Motoren großer Leistung vorhanden, oder soll sich die Stromverteilung auf ein größeres Gebiet erstrecken, so empfiehlt es sich, mit der Spannung noch höher zu gehen und zwar bis auf etwa 440 oder 500 Volt. Da dann aber die Glühlampen nach den Vorschriften des V. D. E. nicht

mehr ohne besondere Schutzvorrichtungen allgemein anwendbar sind, weil eine Spannung über 250 Volt gegen Erde als Hochspannung gilt, so wählt man fast durchweg das Dreileitersystem. Es sei hierbei auch auf das auf S. 24 u. f. Gesagte verwiesen.

Neue Anlagen, die diese Betriebsverhältnisse aufweisen, etwa mit zwei verschiedenen Spannungen zu betreiben, ist durchaus untauglich, weil im Kraftwerke Generatoren mit verschiedenen Spannungen aufgestellt werden müssen oder eine teilweise Transformierung stattfinden muß (siehe I. Bd., S. 192), die selbstverständlich den Wirkungsgrad der Gesamtanlage verschlechtert. Näheres hierüber wird auf S. 538 besprochen.

Ob das Zweileiter- oder Dreileitersystem für eine bestimmte Anlage zweckmäßig ist, kann durch eine einfache Überschlagsrechnung ermittelt werden. Da besonders die Kosten für das Leitungsmaterial dabei ausschlaggebend sind, so soll untersucht werden, welches der beiden Systeme die geringste Materialmenge bei größter Leitungslänge und bequemer Erweiterungsfähigkeit aufweist.

Bezeichnet:

M_{II} die Materialmenge beim Zweileitersystem,

M_{III} die Materialmenge beim Dreileitersystem,

so ist die Materialmenge beim Zweileitersystem:

$$M_{II} = 2\,l \cdot q = \frac{L_2 \cdot 4 \cdot l^2 \cdot 10^5}{\lambda \cdot p \cdot E_2^2} = k \cdot \frac{l^2}{E_2^2}, \tag{212}$$

worin bei gleicher zu übertragender Leistung und gleichem prozentualem Leistungsverluste die Konstante:

$$k = \frac{L_2 \cdot 4 \cdot 10^5}{\lambda \cdot p}.$$

Da zum Vergleiche der Materialmengen die Längen gleich sein müssen, ist für das Dreileitersystem unter der Voraussetzung, daß der Mittelleiter im Querschnitt nur gleich der Hälfte eines Außenleiters ist:

$$M_{III} = 1{,}25 \cdot M_{II} = 1{,}25 \cdot k \cdot \frac{l^2}{E_2^2}. \tag{213}$$

Wird nun die Spannung für das Dreileitersystem verdoppelt, worin ja die hauptsächlichste Eigentümlichkeit desselben begründet ist, so werden die Materialmengen:

$$\text{für das Zweileitersystem: } M_{II} = k \cdot \frac{l^2}{E_2^2},$$

$$\text{für das Dreileitersystem: } M_{III} = \frac{1{,}25}{4} \cdot k \cdot \frac{l^2}{E_2^2},$$

und hieraus ergibt sich das Verhältnis derselben zueinander zu:

$$m = \frac{M_{III}}{M_{II}} = \frac{5}{16}, \tag{214}$$

oder wenn z. B. für eine Zweileiteranlage das Materialgewicht = 500 kg beträgt, so geht dasselbe für eine Dreileiteranlage auf 156,5 kg zurück.

Es soll schließlich noch untersucht werden, welche Entfernungen bei gleicher Spannung E_2 und gleicher Materialmenge die beiden Systeme zulassen. Mit Benutzung der Gl. (214) und mit $M_{II} = M_{III}$ erhält man durch Umrechnung:

$$\frac{l_{III}}{l_{II}} = \sqrt{\frac{16}{5}},$$

also auch ganz bedeutend zugunsten des Dreileitersystems.

Sollen die beiden Systeme mit Rücksicht auf alle Kosten miteinander verglichen werden, so muß man natürlich auch diejenigen für die Maschinen, Akkumulatoren, die Montage, die Befestigungsmittel usw. in die Betrachtung einschließen.

Als weitere Vorzüge des Gleichstroms sind noch zu nennen: die Akkumulatoren, über deren Vorteile bereits im 20. Kap. gesprochen worden ist, ferner in elektrischer Beziehung die geringere Gefahr für Überspannungen und schließlich die Möglichkeit, die Gleichstromgeneratoren in ihren Drehzahlen bequemer mit den Drehzahlen der Antriebsmaschinen in Übereinstimmung bringen zu können. Der letztere Umstand gestattet somit, die Antriebsmaschinen für die vorteilhafteste Umdrehungszahl zu bauen. Eine Ausnahme hiervon bilden allein die Turbogeneratoren, die bei besonders großen Einzelleistungen durch die Stromstärken, für die die Kommutatoren bemessen werden müssen, an Höchstdrehzahlen gebunden sind.

β) Wechselstrom. Handelt es sich um große Leistungen, ausgedehnte Versorgungsgebiete und dabei öffentliche Stromabgabe (abgesehen von elektrischen Bahnen), so kommt als Stromart nur der hochgespannte Wechselstrom und zwar der Drehstrom zur Anwendung. Über die Vorteile dieses Systems ist bereits mehrfach gesprochen worden. Aber auch für industrielle Anlagen ist, wenn ähnliche Gesichtspunkte wie oben in Frage kommen, nur der Drehstrom geeignet, weil mit Hilfe von Transformatoren jede Spannung hergestellt, also gewissermaßen jede Entfernung bei geringsten Kosten für die Kraftwerks- und Übertragungseinrichtungen überbrückt werden kann. Nur vereinzelt und zwar dann, wenn neben ausgedehnten Licht- und Kraftanlagen auch eine elektrische Bahn mit Strom versorgt werden soll, ist der Einphasen-Dreiphasenbetrieb eingerichtet worden. Hierbei werden Drehstromgeneratoren aufgestellt, die entsprechend umschaltbar sind. Wohl zu beachten ist aber, daß eine Drehstrommaschine bei Entnahme von Einphasenstrom nur eine um etwa 25% geringere Leistung herzugeben imstande ist unter der Voraussetzung normaler Erwärmung. Auch der Wirkungsgrad wird schlechter, worauf bei der Bemessung der Antriebsmaschinen Rücksicht genommen werden muß.

Für die Spannung an den Stromverbrauchern gilt das bei Gleichstrom auf S. 533 Gesagte auch bei Wechselstrom unverändert.

Die Generatorspannung dagegen ist nicht immer einfach wählbar. Bei ihrer Festsetzung müssen wiederum recht eingehende rechnerische Untersuchungen angestellt werden, um die Anlagekosten so gering wie möglich zu gestalten und zwar dadurch, daß möglichst an Transformatoren gespart wird.

Sind keine langen Fernleitungen vorhanden, handelt es sich also z. B. um eine industrielle Anlage u. dgl., so ist die Höhe der Spannung unter Berücksichtigung der vorkommenden Einzelmotorleistungen so festzusetzen, daß einmal in der längsten und am stärksten belasteten Leitung der Leistungsverlust die auf S. 90 angegebenen Werte nicht überschreitet, andererseits der größte Teil der Motoren möglichst ohne Zwischenschaltung von Transformatoren betrieben werden kann. Dabei ist aber noch insofern ein Unterschied zu machen, ob die Motoren häufig ein- und ausgeschaltet und von unkundigem Personal bedient werden müssen, oder ob es sich um wenige große Motoren handelt. In ersterem Falle wird mehr die Länge der Leitung und die Höhe des Leistungsverlustes ausschlaggebend sein, weil dann die Motoren vorzugsweise mit Niederspannung zu betreiben sind. Selbstverständlich ist auch auf Erweiterungen des Betriebes gebührend Rücksicht zu nehmen, sobald eine solche in absehbarer Zeit zu erwarten ist.

Ist die Generatorspannung gewählt, so empfiehlt es sich, eine Überschlagsrechnung hinsichtlich der Gesamtkosten für die Hauptanlagen anzustellen also für die Maschinen, Transformatoren, Leitungen und Motoren einschließlich der jeweils zugehörigen Schaltanlagen und der Raumbeanspruchung, und die Generatorspannung zu ändern, falls sich dadurch für die Gesamtanlage Ersparnisse erzielen lassen. Hier theoretische Wirtschaftlichkeitsberechnungen anzustellen, hat wenig Wert, denn schon dadurch, daß der Verlust in den Leitungen sich fortgesetzt ändert, verlieren die Ergebnisse einer solchen Berechnung an Sicherheit.

Handelt es sich um die Erweiterung einer bestehenden Anlage, die mit verhältnismäßig geringer Spannung arbeitet, so ist ebenfalls sorgfältig zu überlegen, ob es zweckmäßiger ist, die alte Spannung für die neu aufzustellenden Generatoren beizubehalten, oder eine höhere Spannung zu wählen und dieselbe zwecks Parallelbetriebes der neuen mit den alten Maschinen zu transformieren. Letztere Ausführung hat den Nachteil, daß im Falle einer Störung an den Transformatoren die neuen Generatoren nicht mit zur Stromlieferung auf die Sammelschienen herangezogen werden können, der Betrieb also unter Umständen zusätzlich empfindlich beeinträchtigt werden könnte. Werden die neuen Maschinen dagegen für die bereits vorhandene Spannung ausgeführt, so gewinnt man damit den Vorteil, daß beim Schadhaftwerden einer neuen Maschine die alten Maschinen auf die Transformatoren geschaltet werden können. Auch kann die Elastizität der Betriebsführung in diesem Falle günstiger gestaltet werden, weil zumeist neue Maschinen mit wesentlich größerer Leistung zur Aufstellung kommen, und diese dann zu den Zeiten geringerer Belastung nicht in Betrieb gesetzt zu werden brauchen,

weil die kleinen alten Maschinen für die Stromlieferung über die Transformatoren auch mit der hohen Spannung ausnutzbar sind.

Sind Fernleitungen mittleren Umfanges zu speisen, und handelt es sich um Maschinen kleinerer und mittlerer Leistungen, so wählt man für die von den Generatoren unmittelbar zu erzeugende Spannung vorteilhaft eine der vom V. D. E. festgesetzten normalen Spannungen (1050, 2100, 3150, 5200 und 6300 Volt). Die ungeraden Zahlen ergeben sich daraus, daß bei diesen Spannungen bereits die Deckung des Spannungsabfalles in den Fernleitungen mit 5% berücksichtigt ist. Diese Spannungshöhe ist auch am Platze, wenn neben längeren Fernleitungen näher am Kraftwerke gelegene Abnahmegebiete zu versorgen sind, weil dann bei mehreren Maschinen die gleiche Betriebselastizität erzielt werden kann wie oben bei der Erweiterung bestehender Anlagen geschildert. Näheres über diese Schaltung ist auf S. 456 erwähnt.

Kommen wenige Maschinen großer Einzelleistungen in Frage, und gestattet der Verlust in den Leitungen eine Spannungshöhe bis zu etwa 10 000 Volt, so ist es unter Umständen ratsam, diese Spannung unmittelbar von den Maschinen erzeugen zu lassen. Man kann so natürlich ganz wesentlich an Anlagekosten für die gesamten Einrichtungen des Kraftwerkes sparen. Eine viel höhere Spannung als 10 000 Volt ist indessen heute noch nicht unmittelbar erzeugbar.

Bei sehr ausgedehnten Fernleitungen ergibt sich die Spannung ohne weiteres aus dem Leistungs- bzw. Spannungsverluste und dem Querschnitte der Leitungen; letzterer ist natürlich tunlichst gering zu bemessen, denn die Kosten für die Leitungsanlage bilden in diesem Falle zumeist die Hauptausgabe der gesamten Kraftübertragung. Die Generatorspannung wird dann etwa zwischen 3000 bis 6000 Volt gewählt.

Bei der Festsetzung der Generator- bzw. Sammelschienenspannung mit Rücksicht auf die Spannungshöhe an den Verbrauchsorten ist ferner darauf Rücksicht zu nehmen, daß auch die Transformatoren einen Spannungsabfall aufweisen, die Primärspannung dementsprechend also höher liegen muß. Das darf insbesondere dann nicht vergessen werden, wenn eine bestimmte Sekundärspannung an den einzelnen Abnahmestellen vorgeschrieben ist.

Schließlich ist auch noch darauf hinzuweisen, daß, falls zeitweise große Leistungsschwankungen auftreten, die Spannung in weiten Grenzen regelbar gewünscht wird bzw. zweckmäßig ist. Das muß bei der Größenbestimmung der Maschine berücksichtigt werden, und zwar gilt dabei auch das auf S. 273 über die Leistungssteigerung im allgemeinen Gesagte. Die Regelgrenze wird häufig auf $\pm$ 10% der normalen Klemmenspannung festgesetzt unter der Voraussetzung gleichbleibender Leistung.

Die Frequenz wird, sofern es sich um gemischte Betriebe (Licht und Kraft) handelt, in Deutschland in der Regel zu 50 Perioden in der Sekunde gewählt. In der Schweiz und in Italien findet man häufig

40 bis 42 Perioden; in den Vereinigten Staaten von Amerika werden 60 Perioden benutzt. Sind nur Motoren zu speisen, oder werden lange Kabelstrecken für die Fernleitungen angewendet, so empfiehlt es sich, mit der Periodenzahl auf etwa 25 Perioden und darunter herabzugehen. Wie sehr die Periodenzahl bei Kabeln in bezug auf die Verluste eine Rolle spielt, ist bereits auf S. 265 ausführlich erläutert worden. An den Hauptverteilungspunkten müssen dann unter Umständen Frequenzumformer aufgestellt werden. Welche niedrigste Frequenz in solchen Fällen zu nehmen ist, kann allgemein nicht angegeben werden. Es sind dazu sehr eingehende Berechnungen über Anlagekapital und Betriebskosten für das Kraftwerk, die Kabelleitungen und die Periodenumformer anzustellen, deren Resultat allein bestimmend ist.

γ) Kraftwerke mit zwei Stromarten, d. h. Anlagen, in denen sowohl Gleichstrom als auch Wechselstrom erzeugt wird, kommen in der Mehrzahl der Fälle nur in städtischen Betrieben vor. Der Gleichstrom dient zumeist zur Speisung einer elektrischen Bahn, der Drehstrom für Licht- und Kraftversorgung. Der Aufbau eines solchen Werkes kann nun auf drei verschiedene Arten erfolgen, und zwar:

1. durch Aufstellung getrennter vollständiger Maschinensätze mit ihren Antriebsmaschinen;

2. durch Benutzung von sog. Doppelmaschinen mit je nur einer Antriebsmaschine;

3. durch elektrische Umformung der einen Stromart in die andere.

Die Ausführung unter 1. ist gleichbedeutend mit der Anlage zweier Kraftstationen in einem Maschinensaale. Jedes der beiden Stromsysteme ist völlig unabhängig voneinander. Handelt es sich dabei um häufig stark wechselnde Belastungsverhältnisse, wie sie in städtischen Elektrizitätswerken stets vorhanden sind, so ist dieser Aufbau des Werkes hinsichtlich des Jahreswirkungsgrades nicht günstig, was leicht einzusehen ist, wenn man bedenkt, daß die Antriebsmaschinen oft nur mit geringer Belastung arbeiten, und trotzdem die Kessel bei Dampfanlagen in dem den möglichen Leistungsschwankungen in beiden Stromsystemen entsprechenden Umfange unter Dampf gehalten werden müssen. Als weitere Nachteile kommen in Betracht: der hohe Anschaffungspreis für die Gesamteinrichtungen, die große Flächenbeanspruchung und die Zahl der Bedienungsmannschaften, sowie schließlich ein verhältnismäßig großer Kapitalaufwand für die Reservemaschinen. Man findet infolgedessen diese Form des Aufbaues nur bei sehr großen, unter besonders günstigen Betriebs- und Belastungsverhältnissen für beide Stromarten arbeitenden Kraftwerken.

Um die Nachteile bei getrennten Maschinensätzen tunlichst zu vermeiden, ist die Ausführung nach 2. entstanden mit Benutzung sog. Doppelmaschinen, bei der durch Kupplung oder Zusammenbau zweier Generatoren mit nur einer Antriebsmaschine jedesmal ein Maschinensatz gebildet wird. Aber auch durch diese Anordnung läßt sich der verhältnismäßig schlechte Jahreswirkungsgrad bei elektrisch getrennter Erzeugung der beiden Stromarten nicht verbessern,

sofern die Antriebsmaschine so bemessen ist, daß beide Generatoren gleichzeitig vollbelastet arbeiten können. Weiter ist für diese Ausführung ungünstig, daß bei Defekten an der Antriebsmaschine die Störung in beiden Stromsystemen vorhanden ist. Hinsichtlich der gegenseitigen Anordnung von Antriebsmaschine und Generatoren (letztere auf einer oder zu beiden Seiten) gilt sinngemäß das bei den Motorgeneratoren im I. Bd., S. 119 Gesagte.

Doppelmaschinen werden daher heute, wenn überhaupt noch angewendet, zumeist nur als Reservemaschinen aufgestellt, und die Leistung der Antriebsmaschine dann derart gewählt, daß stets nur einer der beiden Generatoren vollbelastet werden kann. Diese Einschränkung ergibt sich aus der Unwahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Beanspruchung der Reservemaschinen in beiden Stromsystemen.

Die unter 3. genannte Ausführung ist jedenfalls am günstigsten und wird heute mehr und mehr bevorzugt. Dabei wird nur eine Stromart — zumeist Drehstrom — unmittelbar erzeugt und die andere — Gleichstrom — durch Umformung gewonnen. Bei den hohen Wirkungsgraden der Einanker- und Kaskadenumformer (siehe I. Bd., Tab. VIII) läßt sich der beste Jahreswirkungsgrad erzielen, weil nunmehr der Umformer mit als Belastung des Hauptgenerators und damit der Antriebsmaschine auftritt. Zudem werden die Umformer stets billiger sein als Generatoren mit Antriebsmaschinen, und auch geringeren Platz zu ihrer Aufstellung erfordern. Daß man bestrebt sein muß, den Gleichstrom durch die Umformung zu gewinnen, hat seinen Grund in den Akkumulatoren einerseits und den günstigeren Arbeitsverhältnissen der Umformer an sich andererseits. Auch die Betriebselastizität ist bei dieser Ausführung wesentlich besser als bei den Doppelmaschinen.

d) Die Raumgestaltung des Kraftwerkes. Die Bestimmung der Grundfläche des Kraftwerkes richtet sich natürlich ganz nach den örtlichen Verhältnissen. Jedenfalls ist aber stets anzustreben, daß der Maschinensaal in erster Linie eine gute Übersicht gewährleistet. Die Maschinen sollen möglichst breite Bedienungsgänge erhalten, um bequem und schnell Montagearbeiten vornehmen zu können und das Bedienungspersonal bei seinen Verrichtungen nicht zu gefährden. Über die Aufstellung der Schalttafel ist bereits im 37. Kapitel gesprochen worden. Wird ein in den Maschinenraum hineinragendes erhöhtes Podest gewählt, so ist darauf zu achten, daß der Maschinensaal genügend hoch gemacht wird, damit der z. B. mit einem sperrigen Maschinenteile belastete Kran unbehindert verfahren werden kann.

Nach der Form des Grundrisses und der zur Verfügung stehenden Fläche richtet sich weiter auch der Anbau der Räume für die Schaltanlage, für die Reparaturwerkstatt, für eine Maschinistenwohnung u. dgl. (siehe S. 579 und Tafel I). Will man die Schaltanlage vom Maschinenraume vollständig trennen (S. 495), so ist je nach den örtlichen Verhältnissen ein abgedeckter Verbindungsgang zwischen beiden Teilen des Kraftwerkes empfehlenswert. Die Maschinenverbindungskabel sind dann stets in einem begehbaren Kanale unterirdisch zu

verlegen, damit jede Störung von diesem Teile der Anlage sicher ferngehalten wird.

Als allgemeine Gesichtspunkte sind ferner noch zu nennen: reiche Befensterung, also genügende Belichtung an möglichst allen Stellen der Maschinenräume, und hinsichtlich der äußeren Bauart Anpassung an das Landschaftsbild und an die Eigenarten der umliegenden Gebäude. Werden als Betriebsstoff Kohlen benutzt, so ist darauf zu achten, daß die Kohlenentlade- und -aufnahmeplätze so zum Kraftwerke liegen, daß eine Berußung der Gebäudefront vermieden wird. Vielfach geht man neuerdings auch dazu über, um das Kraftwerk herum gärtnerische Anlagen sowie Auffahrten usw. anzulegen, um so den äußeren Anblick wirkungsvoller zu machen.

Selbstverständlich muß aber stets bei der äußeren und inneren Gestaltung die Zweckmäßigkeit und die Betriebssicherheit bzw. die schnellste und gefahrlose Betriebsabwicklung in erster Linie maßgebend sein.

40. Die Belüftungseinrichtungen für die Betriebsräume und für die Maschinen.

Im I. Bd., S. 219 ist die Wärmeentwicklung und Wärmebeseitigung in bezug auf die Transformatorenräume und die Transformatoren selbst eingehender behandelt worden. Das Nachfolgende, das sich auf die Belüftungseinrichtungen für die Betriebsräume ganz allgemein — insbesondere natürlich für die Maschinensäle — und für die Generatoren erstreckt, setzt daher die Kenntnis des im I. Bd. Gesagten voraus und soll dasselbe ergänzen bzw. erweitern.

In Kraftwerken und Umformerstationen spielt mit steigender, in einem Maschinenraume untergebrachter Maschinenleistung die Wärmeentwicklung und Wärmebeseitigung eine wesentlich größere Rolle als in Transformatorenanlagen. Es muß daher beim Entwurfe eines Kraftwerkes hierauf wiederum ganz besonders Rücksicht genommen und von vornherein entschieden werden, ob eine besondere Belüftung des Maschinenraumes oder der Maschinen selbst zu wählen ist.

Wird auf eine sichere und jederzeit genügende Wärmebeseitigung nicht geachtet, so können z. B. derart hohe Raumtemperaturen entstehen, daß sowohl das Bedienungspersonal als auch die Maschinen gefährdet werden. Die großen elektrischen Leistungen, welche neuerdings ganz besonders von der elektrochemischen Industrie und für den elektrischen Betrieb von Vollbahnen gefordert werden, zwingen dazu, schon bei dem Entwurfe großer Kraftwerke die Wärmemenge festzustellen, welche im Betriebsraume durch die maschinelle und elektrische Ausrüstung erzeugt wird, die Gebäude entsprechend einzurichten und von vornherein auf die Temperatur im Betriebsraume und damit auf eine genügende Wärmebeseitigung Rücksicht zu nehmen.

In Räumen mit hoher Temperatur wird, wie bereits angedeutet, dem Betriebspersonal der Aufenthalt unerträglich; es leidet die Aufmerksam-

keit, die geistigen und körperlichen Kräfte erschlaffen, und infolgedessen wird die Sicherheit des Betriebes stark beeinträchtigt. Hohe Raumtemperaturen bilden aber auch eine unmittelbare Gefahr für die Maschinen selbst, weil die der Maschinenberechnung zugrunde gelegten Voraussetzungen über diese in ungünstigem Maße nicht mehr zutreffen. Die Folge davon ist, daß durch unerlaubt hohe Temperaturen innerhalb der Maschinen die Isolation der Wicklungen austrocknet und brüchig wird. Das ist aber gleichbedeutend mit einer Verringerung der Lebensdauer bzw. der Betriebssicherheit der Generatoren usw.

Ist es demnach erforderlich, die zu erwartende Temperatur des Betriebsraumes bei dem Entwurfe einer Anlage zu prüfen, so tritt die Frage der Wärmeentwicklung und Beseitigung in besonderem Maße weiter dann in den Vordergrund, wenn es sich um sehr große, langsamlaufende Maschinen und um Turbogeneratoren handelt. Die Frage der Wärmeentwicklung und Wärmebeseitigung ist also auch dahin zu erweitern, mit welchen Mitteln letztere für die Maschinen selbst zu erreichen ist, und wie diese Mittel rechnerisch zu bestimmen bzw. zu wählen sind.

a) Die erzeugte Wärmemenge. Als Hauptwärmequellen sind anzusehen: alle Widerstände (Regulatoren, Bogenlampenwiderstände, Drosselspulen u. dgl.), die für längere Zeit betriebsmäßig unter Strom stehen, stark belastete Leitungen und alle Maschinen und Transformatoren. Selbstverständlich entwickeln auch alle eingeschalteten Lampen, Schalter, Kabel usw. Wärme, auf die aber der geringen Beträge wegen zumeist nicht Rücksicht genommen zu werden braucht.

Für die Berechnung der gesamten Wärmemenge ist ferner auf alle im Laufe der Zeit zu erwartenden, oder von vornherein in Aussicht genommenen Erweiterungen zu achten, sofern natürlich die Abmessungen des Betriebsraumes unverändert bleiben.

Neben den elektrischen Maschinen sind aber auch alle Antriebsmaschinen und deren Zuführungsleitungen — besonders Dampfmaschinen und -turbinen, die mit stark überhitztem Dampf arbeiten — Wärmequellen, die zur Erhöhung der Raumtemperatur unter Umständen sehr wesentlich beitragen können. Es wird im nachfolgenden nur die von den elektrischen Maschinen und Apparaten herrührende Wärmeentwicklung behandelt werden.

Nach dem Jouleschen Gesetz ist die in einem Leiter vom Widerstande W Ohm, der von einem Strome J Amp. durchflossen wird, in der Zeit T Sek. erzeugte Wärmemenge:

$$\mathfrak{W} = J^2 \cdot W \cdot T \,, \tag{215}$$

oder in der Stunde und in kg/Kal. (Wärmeeinheiten = WE) ausgedrückt:

$$\mathfrak{W} = 0{,}860 \cdot J^2 \cdot W \cdot \mathrm{WE}, \tag{216}$$

also unmittelbar steigend mit dem Quadrate der Stromstärke.

Wenn z. B. ein Erregerregler oder eine Drosselspule betriebsmäßig, d. h. für längere Zeit, Spannung abzudrosseln, oder ganz allgemein ein

Widerstand eine Spannung E_1 auf eine solche vom Werte E_2 zu bringen hat, so ist der in Wärme umgesetzte Leistungsverlust.

$$e = J \cdot (E_1 - E_2) \text{ Watt}, \tag{217}$$

oder die erzeugte Wärmemenge:

$$\mathfrak{W} = 0{,}860\, J \cdot (E_1 - E_2) \text{ WE}. \tag{218}$$

Welche Wärmebeträge von Reglern zu erwarten sind, die zur dauernden Regelung benutzt werden, muß dann geprüft werden, wenn z. B. eine größere Anzahl von Hauptstorm-Erregerreglern in einem besonderen Raume untergebracht ist.

Auch Leitungen für große Stromstärken, die, um an Material zu sparen, stärker als normal belastet werden (Hauptmaschinenleitungen in Gleichstromanlagen, Stromzuführungen zu elektrochemischen Apparaten, Karbidöfen-Anschlußleitungen u. dgl.) können unter Umständen beachtenswerte Wärmequellen sein und zwar, wenn sie, zumeist als blanke Leitungen ausgeführt, in abgedeckten Kanälen liegen, in denen sich außerdem noch isolierte Leitungen und Kabel (Mehrleiterkabel) befinden. Die Lufttemperatur kann hier, wenn die Kanäle nicht mit der Außenluft in guter und richtiger Verbindung stehen, unter Umständen eine derartige Höhe erreichen, daß die Isolation der Kabel gefährdet, die Isoliermasse etwa vorhandener Kabelmuffen zum Schmelzen gebracht wird, und damit Betriebsstörungen eintreten.

Nach Gl. (216) ist die von einer derartigen Leitung in der Stunde abgegebene Wärmemenge:

$$\mathfrak{W} = 0{,}860 \cdot J^2 \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q} \text{ WE}, \tag{219a}$$

oder wenn als Material Kupfer verwendet wird:

$$\mathfrak{W} = 0{,}0151 \cdot J^2 \cdot \frac{l}{q} \text{ WE}. \tag{219b}$$

Eine weit größere Wärmemenge als die bisher festgestellte wird nun von den Generatoren, Motoren und Transformatoren an die Umgebung abgegeben, die eine oft nicht geahnte Erhöhung der Raumtemperatur zur Folge haben kann.

Für die Ermittlung dieser Wärmemengen genügt es, anzunehmen, daß alle Verluste durch Ohmschen Widerstand, Hysterese, Wirbelströme, Luft- und Lagerreibung unmittelbar in Wärme umgesetzt werden und der Umgebung zuströmen. Da alle diese Verluste im Wirkungsgrade zum Ausdruck kommen, so gelten naturgemäß die im I. Bd. angegebenen Gl. (101) und (102) sinngemäß, also:

$$\mathfrak{W} = 0{,}86 \cdot L \left(\frac{100 - \eta}{100}\right) \text{ WE}. \tag{220}$$

Inwieweit auch kleinere Maschinen (Zusatzmaschinen zum Laden von Akkumulatoren, Erregermaschinen, Umformern usw.) zu berück-

sichtigen sind, muß je nach den Raumverhältnissen und der Größe dieser Maschinen entschieden werden.

Zu diesen Wärmebeträgen sind nun noch diejenigen $\mathfrak{W}_a$ hinzuzurechnen, die von den Antriebsmaschinen abgegeben werden.

Ist festgestellt, welche Wärmemengen zu erwarten sind, so wird es, bevor die Frage der Wärmebeseitigung näher behandelt wird, notwendig sein, sich über die im Betriebsraume zuzulassende Temperatur, also die Raumtemperatur, schlüssig zu werden, und hierfür gilt ebenfalls das im I. Bd. Gesagte. Daß die höchste Außentemperatur zugrunde gelegt werden muß, hat seinen Grund darin, daß z. B. Kraftwerke zur Speisung von Hauptbahnen gerade in den Sommermonaten zeitweise recht stark belastet werden. Das gleiche trifft auch für elektrochemische Anlagen (Stickstoffgewinnung), große Überlandzentralen (Beginn der Dresch- und Pflügeperiode im August) u. dgl. zu.

b) Die Belüftung des Betriebsraumes. Den Ausführungen im I. Bd. ist für diesen Teil des Stoffes nicht mehr viel hinzuzufügen. Da die Maschinenräume der Kraftwerke stets unter Aufsicht stehen, wird selbst bei Anlagen mittelgroßen Umfanges noch vielfach die natürliche Raumbelüftung mit oder ohne Unterstützung durch Ventilatoren als einziges Belüftungsmittel angewendet. Das ist unbedenklich, da die Regelung durch Schließen und Öffnen entsprechend zur jeweiligen Windrichtung gelegener Klappen in den Begrenzungsmauern durch das Bedienungspersonal leicht erfolgen kann.

Ob der Einbau von Schraubenventilatoren zweckmäßig ist, kann man etwa aus folgender Betrachtung ableiten:

Bezeichnet λ das Verhältnis der zuzuführenden Luftmenge Q zum gesamten Volumen des Betriebsraumes, also:

$$\lambda = \frac{Q}{\text{Rauminhalt}} = \frac{1 + \alpha \cdot t_b}{0{,}307\,(t_b - t_a)} \cdot \frac{\mathfrak{W}_e}{\text{Rauminhalt}}, \tag{221}$$

so wird durch λ angegeben, eine wievielfache Erneuerung der Luft des Betriebsraumes in der Stunde notwendig ist, um die Temperatur innerhalb desselben auf einer bestimmten Höhe zu halten.

Für $\lambda = 5$ bis etwa 8 wird bei reicher Befensterung und großen Türen in kleineren Anlagen, durch Maueröffnungen oder eingebaute Ventilatoren in größeren Kraftwerken ein ausreichender Luftwechsel noch möglich sein. Über diese Werte hinaus aber ist die Luftgeschwindigkeit für Räume, in denen sich Menschen dauernd aufhalten, nicht mehr gut statthaft, weil die Zugerscheinung unerträglich wird. Dann muß man zur Belüftung der Maschinen selbst übergehen.

Die Luftmenge, die zur Einhaltung einer bestimmten Raumtemperatur t_b von außen zu entnehmen ist, ist:

$$Q_a = Q_b \frac{1 + \alpha \cdot t_a}{1 + \alpha \cdot t_b}. \tag{222}$$

Ferner ist ganz besonders darauf zu achten, daß die um die Maschinen gelagerte warme Luft auch stets ausreichend zer-

streut wird, da andernfalls die Maschinen immer wieder bereits erwärmte Luft ansaugen würden, und demnach die ganze Ventilation verfehlt wäre.

Bei einer größeren Anzahl von Maschinen ist die Verteilung der Belüftungsöffnungen in bezug auf den Maschinensaal zweckmäßig so vor-

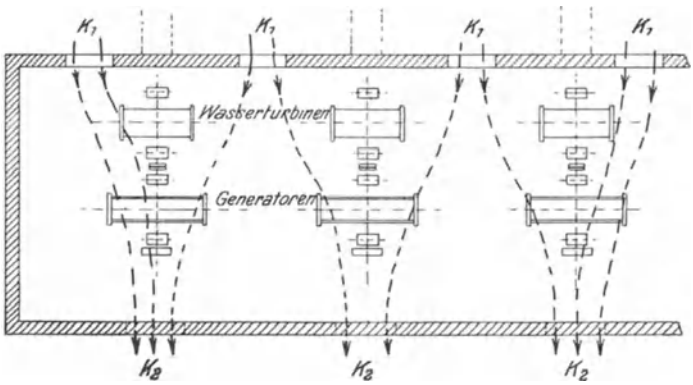


Fig. 442a. Anordnung und Verteilung der Belüftungsöffnungen für einen Maschinensaal.

zunehmen, daß sich der Frischluftstrom nach der Mitte zusammenzieht und dabei an allen Maschinen vorbeistreicht (Fig. 442a), wenn andererseits die Querschnittsunterteilung der Maueröffnungen mit Rücksicht auf die Festigkeit der Mauer nicht überhaupt schon erforderlich ist; oder aber man führt den Maschinen die Frischluft aus der mit der Außenluft in Verbindung gebrachten Generatorgrube zu.

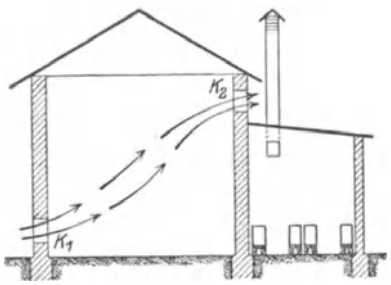


Fig. 443. Belüftung eines Maschinen- und Akkumulatorenraumes.

Werden z. B. für Akkumulatorenräume besondere Lufttürme angelegt (Fig. 443), um h und damit v (siehe I. Bd., S. 227) zu vergrößern, so ist der Querschnitt eines solchen Turmes ebenfalls nach Gl. (109) (I. Bd.) bzw. (221) zu bestimmen, wobei wiederum die Höhe h zu nehmen ist von Mitte Raum (neutrale Zone) bis Mitte Austrittsöffnung. Allerdings wird es sich bei der Belüftung von Akkumulatorenräumen nur darum handeln, die Schwefelsäuredämpfe zu beseitigen. In Gl. (221) würde für diesen Fall mit hinreichender Genauigkeit etwa $\lambda = 1$ gesetzt und daraus Q ermittelt werden können.

Hinsichtlich der Ventilatoren ist zu verlangen, daß sie geräuschlos laufen, um das an sich von den Maschinen bereits ausgehende Geräusch nicht noch zu verstärken und dadurch die Verständi-

gung zwischen der Schalttafel- und Maschinenbedienung weiter zu erschweren.

c) Die Belüftung der Maschinen im allgemeinen. Von ganz anderen Gesichtspunkten ist die Frage der Belüftung zu behandeln, wenn sehr große Anlagen zu entwerfen sind. Berechnet man dann die notwendige stündliche Lufterneuerung für den Maschinenraum, so wird man bald vor der mißlichen Tatsache stehen, daß λ selbst durch den Einbau von besonderen Belüftungsvorrichtungen nicht mehr erreicht werden kann. Man muß dazu übergehen, die Maschinen unmittelbar zu belüften. Ferner spielt bei sehr großen Maschineneinheiten die Entwicklung der Wärme innerhalb der Maschinen selbst und ihre genügende Beseitigung die Hauptrolle.

Bei Turbogeneratoren ist man durch die geringe zur Ableitung der erzeugten Wärmemenge zur Verfügung stehende Ausstrahlungsoberfläche gezwungen, letztere künstlich dadurch zu vergrößern, daß man die erwärmte Luft aus dem Inneren der Maschinen durch besondere Mittel abführt und zwar mit Hilfe einer besonderen Durchlüftung des Maschineninneren. Aber nicht allein die Turbogeneratoren machen eine solche notwendig, sondern auch bei Maschinen sehr großer Leistungen und verhältnismäßig hoher Drehzahl (Wasserturbinenantrieb) wird man zu einer künstlichen Belüftung der Maschinen selbst seine Zuflucht nehmen müssen, um einerseits die Maschinenabmessungen in konstruktiv und fabrikationsmäßig ausführbaren Grenzen zu halten und anderseits die Übertemperatur der einzelnen Maschinenteile wie Wicklungen und Eisen, besser zu beherrschen. Ist der erste Grund für eine besondere Durchlüftung auf den Preis bestimmend, so ist der zweite noch entschieden der wichtigere, weil er für die Betriebssicherheit und die Lebensdauer der Maschinen den Ausschlag gibt. Alle Rechnungen, die über Erwärmung und Übertemperatur für derartige Maschinen angestellt werden, gründen sich zum großen Teil auf Annahmen, für die eine vollgültige Bestätigung durch die Praxis bisher nur in beschränktem Maße vorliegt. Unerwartet hohe Temperaturen des Stators und besonders der Wicklungen können die Ursache für die Zerstörung der Wicklungsisolation sein und auch Strukturveränderungen im Statoreisen (frühzeitiges „Altern") zur Folge haben, wodurch die Lebensdauer der Maschinen und damit andererseits auch die Betriebssicherheit außerordentlich herabgesetzt wird. Ferner können Gleichgewichtsverschiebungen in den umlaufenden Teilen infolge von ungleichen Ausdehnungen des Materials, Verschlechterung der Schmierfähigkeit des Öles, Lösen von Lötstellen u. dgl. die Folge sein.

Die besondere Durchlüftung der Maschinen kann nun auf zwei grundsätzlich verschiedene Arten vorgenommen werden, und zwar dadurch, daß:

a) die Maschinen die Belüftung entweder durch den rotierenden Teil allein oder mit Unterstützung von Ventilationsflügeln, die an letzteren angebaut werden, selbst besorgen (Selbstbelüftung),
b) die Luftzu- und -abführung durch getrennt aufgestellte Ventilatoren erfolgt (Fremdbelüftung).

Beide Systeme lassen eine Reihe von Ausführungsformen zu und besitzen verschiedene Vorzüge und Nachteile. Die Maschinen müssen dabei selbstverständlich konstruktiv entsprechend ausgebildet werden.

Ganz besonders ist bei der Wahl einer dieser Belüftungsarten aber noch auf die Geräuschbildung Rücksicht zu nehmen, die, da sie durch die Antriebsmaschinen bereits in starkem Maße vorhanden ist, durch die elektrischen Maschinen nicht bis zur Unzulässigkeit verstärkt werden darf, weil dann die in großen Kraftwerken unbedingt notwendige Verständigung zwischen Maschinen- und Schalttafel-Bedienungspersonal nicht mehr zuverlässig durchgeführt werden kann, ohne Hilfseinrichtungen unter Umständen sogar unmöglich ist[1]).

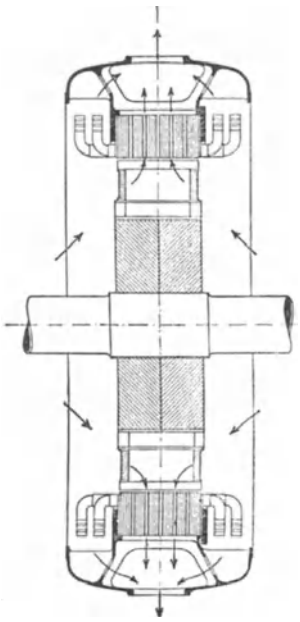


Fig. 444. Generator in offener Bauform.

d) Die Selbstbelüftung der Maschinen. Sollen sich die Maschinen selbst belüften, so kann das in zweierlei Form geschehen und zwar, wie bereits angedeutet, entweder ohne oder mit eingebauten Ventilationsflügeln. Die Ausführung ohne besondere Ventilationsflügel ist die normale und kommt bei allen langsamlaufenden Maschinen mit horizontaler Welle, auch solchen großer Leistung, zur Anwendung, wenn als Antriebsmaschinen Gas- und Dampfmaschinen dienen. Die durch diese Antriebsmaschinen bedingten sehr kleinen Umdrehungszahlen ergeben für die elektrischen Maschinen große Durchmesser, große Polzahlen und verhältnismäßig kleine Umfangsgeschwindigkeiten. Infolge der beiden ersten Faktoren ist die Beseitigung der innerhalb der Maschine erzeugten Wärmemenge, weil auch die Oberflächen verhältnismäßig günstige Abmessungen erhalten können, mit Schwierigkeiten nicht verknüpft. Die durch den rotierenden Teil hervorgerufene natürliche Luftbewegung reicht aus, um die Wärmebeträge an die von diesen angesaugte Frischluft abzuführen, weil die großen Durchmesser der Luft genügende Kühlwege und die erforderliche Zeit geben, um die Wärmemenge aufzunehmen und zu zerstreuen. Man nennt diese die offene Bauform (Fig. 444). Selbstverständlich ist dabei zu prüfen, ob die Lufterneuerung innerhalb des Maschinenraumes ausreichend ist. Gegebenenfalls sind Maueröffnungen und Schraubenventilatoren vorzusehen.

Die Geräuschbildung wird sich bei den geringen Umfangsgeschwindigkeiten noch in mäßigen Grenzen halten.

Mit der Steigerung der Einzelleistung und der Drehzahl, wie sie neuerdings durch die Wasserturbinentechnik gefordert wird, werden

[1]) Über Signal- und Verständigungsvorrichtungen in großen Kraftwerken siehe 29. Kap.

aber die Verhältnisse für diese Form der Selbstlüftung ungünstiger, weil der Durchmesser und die Polzahl und auch die wirksame Oberfläche bezogen auf die Leistung abnehmen. Es muß dann die Wirkung des sich drehenden Teiles durch den Einbau besonderer Ventilationsflügel unterstützt werden, denen damit die Aufgabe zufällt, die Frischluft anzusaugen. Dem Frischluftstrome müssen dabei durch seitliche Abdekkungen am Ständer und auch innerhalb der Maschine durch Schaffen besonderer Wege die Bahnen vorgeschrieben werden, die dieser zu nehmen hat, um auch tatsächlich an allen den Teilen, die gekühlt werden sollen, vorbeizustreichen. Es wird sich dabei in erster Linie darum handeln, daß der Frischluftstrom durch das Statorblechpaket hindurchgeführt wird, weil dieser Teil derjenige ist, in welchem die höchsten und demnach die gefährlichsten Temperaturen auftreten. Zu diesem Zwecke ist das Blechpaket mit einer reichlicheren Anzahl von Luftschlitzen zu versehen, und gleichzeitig ist der Luftstrom an den Wicklungsköpfen so vorbeizuführen, daß er sich am zweckmäßigsten am äußeren Statorumfange sammelt und von hier aus entweder unmittelbar in den Maschinenraum abströmt, oder durch besondere an diesen Teilen der Maschinen angebrachte Kanäle ins Freie geleitet wird. In Fig. 250 war eine derartige Generatorausführung im Schnitt wiedergegeben; man erkennt, daß durch die am Rotor angebauten Ventilationsflügel die Firschluft aus dem Maschinenraum angesaugt und die Warmluft an letzteren wieder abgegeben wird.

Diese Bauart bezeichnet man als halb geschlossen, und sie wird zur ganz geschlossenen, wenn Stator und Magnetrad gekapselt werden. Diese beiden Ausführungen gestatten folgende besondere Formen der Belüftung:

1. Ansaugen der Frischluft aus dem Maschinenraume und Ausstoßen der erwärmten Luft in diesen.

2. Ansaugen der Frischluft durch einen besonderen Kanal unmittelbar aus dem Freien und Ausstoßen der erwärmten Luft in den Maschinenraum.

3. Ansaugen der Frischluft aus dem Maschinenraume und Abführung der erwärmten Luft durch einen besonderen Kanal unmittelbar ins Freie.

4. Besondere Kanäle für Frischluft und Abluft.

Die unter 1. genannte Belüftungsform ist nichts anderes als eine verstärkte Wärmebeseitigung gegenüber der offenen Bauart und kommt bei Horizontalmaschinen dann zur Anwendung, sofern der rotierende Teil allein eine genügende Luftbewegung nicht hervorrufen oder die notwendige Luftmenge nicht ansaugen kann. Zeigt sich letzteres im Betriebe, so können die Ventilationsflügel zumeist ohne besondere Schwierigkeit nachträglich eingebaut werden. Allerdings steigt dabei die Geräuschbildung bedeutend, wie überhaupt diese bei der halbgeschlossenen Maschine und dieser Belüftungsform größer ist als bei offenen langsamlaufenden Maschinen, weil die Umfangsgeschwindigkeit zugenommen hat, die Luftwege aber enger geworden sind. Eine besondere Belüftung des Maschinenraumes wird bei größeren Anlagen in der Regel notwendig werden.

Es ist beim Einbau der Ventilationsflügel zu beiden Seiten des rotierenden Teiles darauf zu achten, daß die Kühlluft nicht nur radial gegen die Wicklungen bzw. das Blechpaket geschleudert wird, da dann die Luft fast ausschließlich der Wirkung der Flügel folgt, und keine Kühlluft durch die Luftschlitze des Blechpakets tritt. Auch letzteres muß naturgemäß gewährleistet sein, weil andernfalls die Ventilation ungenügend ist[1]).

Sind die Generatoren als Vertikalmaschinen ausgeführt, so wird der rotierende Teil häufig selbst als Ventilator ausgebildet, der dann eine verstärkte Belüftung des Stators übernimmt, oder es werden gleichfalls Ventilationsflügel[2]) angebaut (Fig. 445). In solchem Falle ist es aber ganz besonders zweckmäßig, den Betriebsraum noch besonders zu belüften, wenn auch hier das Öffnen der Türen und Fenster bei Vollbelastung der Maschinen vielleicht ausreicht. Ist das Kraftwerk so gebaut, daß der Turbinenschacht mit der Außenluft in Verbindung steht, so wird die Selbstbelüftung bei richtiger Ausführung des rotierenden Teiles im allgemeinen mit Sicherheit zu erwarten sein. Der Verfasser hat aber in der Praxis bereits Fälle beobachtet, bei welchen derartige Vertikalmaschinen ohne ersichtlichen Grund, statt die Frischluft aus dem Turbinenschachte anzusaugen, die Warmluft aus dem Maschinenraume bzw. den benachbarten Maschinen angesaugt haben[3]). Man konnte sich dann nur dadurch helfen, daß man derartig umgekehrt ventilierende Maschinen stillsetzte, und von neuem anfuhr. Hier können saugende Schraubenventilatoren im Maschinenhause sehr gute Dienste leisten.



Fig. 445. Verschiedene Formen von Ventilatorflügeln am Magnetrade angebaut.

Wird die durch die Maschineneinzelleistung bedingte Luftmenge zu groß, als daß sie bei einer größeren Anzahl in einem Raume aufgestellter Generatoren, ohne die zulässige Luftgeschwindigkeit innerhalb des letzteren zu überschreiten, aus diesem entnommen werden kann, so muß man dazu übergehen, für die Frischluft besondere Kanäle anzulegen, die mit der Außenluft unmittelbar in Verbindung stehen und an jede Maschine angeschlossen werden. Die Luftbewegung durch die Kanäle und die Maschinen besorgen die Ventilationsflügel. Damit nun aber hier der Frischluftstrom voll zur Wirksamkeit kommen kann, müssen die Seitenabdeckungen des Stators vollkommen geschlossen werden; man nennt eine solche Maschine, wie bereits gesagt, eine vollständig geschlos-

[1]) Hoock: Über die radiale Kühlung elektrischer Maschinen, E. u. M. 1910, Heft 43 und auch E. u. M. 1909, Heft 21.

[2]) H. M. Hobart und F. Punga: Beschreibung einer 5000-KW-Drehstrommaschine der Siemens-Schuckert-Werke, EKB. 1907, Heft 30.

[3]) Ähnliche Beobachtungen wurden auch beim Betriebe der in der EKB. 1909, Heft 11, S. 208, beschriebenen stehenden Frequenzwandler der General El. Co. gemacht.

sene (Fig. 446). Der Frischluftstrom kann entweder in der Mitte oder am unteren Gehäuseteile zugeführt werden; letztere Ausführung ist die empfehlenswertere, weil die Generatorgrube frei wird, und weil Luftwirbelbildungen innerhalb der Maschine vermieden werden. Die erwärmte Luft sammelt sich wiederum am Statorumfange und tritt nach der unter 2. gekennzeichneten Belüftungsform frei in den Maschinenraum aus.

Die Ventilatorflügel haben hierbei neben der Pressung der Luft innerhalb der Maschine auch noch die in den Kanälen auftretende zu überwinden. Ob das bei einem gegebenen Durchmesser des rotierenden Teiles der Maschinen noch erreicht werden kann, ist leicht zu prüfen, denn die Pressung, die ein Ventilator zu überwinden imstande ist, ist lediglich abhängig von der Umfangsgeschwindigkeit, mit der der Ventilator läuft. Die Umfangsgeschwindigkeit ist:

$$u = 2{,}8 \cdot f \cdot \sqrt{H} \text{ m/Sek.;} \qquad (223)$$

daraus folgt die zu überwindende Pressung:

$$H = \frac{u^2}{7{,}84 \cdot f^2}. \qquad (224)$$

f = Erfahrungsziffer (s. Hütte, „Die Ventilatoren"), für Ventilatoren guter Ausführung $f = 1{,}2$ bis $1{,}4$, bei kleineren Ventilatoren $f = 1{,}4$ bis $1{,}7$.

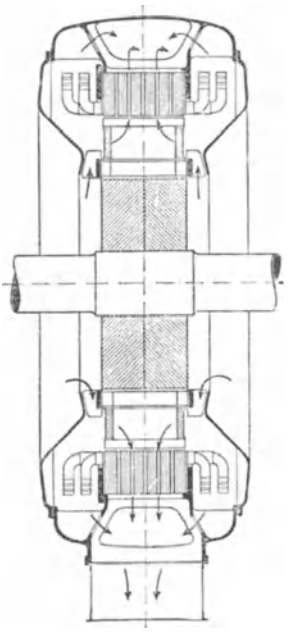


Fig. 446. Generator in halbgeschlossener Bauform.

Diese Form der Belüftung ist bisher und mit gutem Erfolge nur bei Turbogeneratoren mittlerer Leistung angewendet worden. Ein Vorteil liegt darin, daß dem Generator die Frischluft in genügender Menge und, sofern die Kanäle richtig angelegt sind, mit der erhaltbar tiefsten Temperatur zur Verfügung steht. Ferner kann durch entsprechende Vorrichtungen in den Kanälen die Frischluft bequem reguliert werden, worauf später noch näher eingegangen werden wird.

Die Geräuschbildung ist infolge der großen Luftgeschwindigkeit der ausgestoßenen Warmluft recht beträchtlich, weil der Querschnitt der Ausblaseöffnungen nicht beliebig groß genommen werden kann.

Die unter 3. genannte Belüftungsform ist die Umkehrung von 2. Wenn die Frischluft aus dem Maschinenraume angesaugt wird, setzt das zunächst voraus, daß die genügende Luftmenge jederzeit vorhanden ist, was bei einer größeren Anzahl von Maschinen nur durch den Einbau besonderer Schraubenventilatoren in die Maschinenhauswände erreicht werden kann. Neben verstärkter Geräuschbildung besitzt aber diese Aus-

führung den großen Nachteil, daß eine Regelung der Luftmenge nur umständlich etwa durch teilweises Schließen der am Maschinengehäuse angebrachten Einströmstellen möglich ist. Ferner wird im Winter der Maschinenraum empfindlich kalt werden, wenn nicht wieder durch besondere Vorkehrungen an den Maschinen (abnehmbare Deckel) oder der Kanalanlage für die abziehende erwärmte Luft ein teilweises Entweichen in den Betriebsraum vorgesehen wird. Diese Form sollte daher nicht gewählt werden.

Schließlich gibt es noch die Form 4., für Frischluft und Abluft besondere Kanäle anzulegen, wobei die Luftbewegung zunächst noch mit Hilfe der an den rotierenden Teil angebauten Ventilationsflügel hervorgerufen wird.

Dieses System der Belüftung ist von den bisher besprochenen für sehr große Anlagen das vorteilhafteste, weil eine Regelung der Luftmengen und Luftwege in gewissem Grade möglich ist, und die Geräuschbildung auf das erreichbar kleinste Maß herabgedrückt wird. Die Anlage, Ausführung und Berechnung der Kanäle ist bereits im I. Bd. besprochen worden. Nachteile besitzt aber auch diese Belüftungsform noch. Dieselben liegen teilweise darin, daß sie durch die Maschinen selbst nicht immer ausführbar ist. Wenn auch die von den Maschinen zur Kühlung geforderte Luftmenge durch die Ventilationsflügel wird gefördert werden können, so bildet unter Umständen die zu überwindende Pressung einen Hinderungsgrund für die Anwendung dieser Belüftungsform, weil sie, wie bereits gesagt, von der Umfangsgeschwindigkeit abhängig ist. Diese Schwierigkeit tritt ganz besonders bei Turbogeneratoren auf, weil die Pressung innerhalb der Maschinen Werte bis zu 1000 mm WS erreichen kann, zu der dann noch diejenige in den Kanälen hinzukommt. Sie besteht aber auch bei der zweiten Maschinengattung d. h. bei Maschinen, die durch Wasserturbinen u. dgl. angetrieben werden, obgleich hier die Pressung innerhalb der Maschine im allgemeinen nicht mehr wie etwa 50 bis 60 mm WS beträgt.

Ein weiterer Nachteil ist ferner noch der, daß der Wirkungsgrad der Maschinen und auch derjenige der gesamten Ventilation nicht der günstigste ist, der sich erreichen läßt, und der natürlich anzustreben ist. Man kann etwa damit rechnen, daß der Wirkungsgrad um 0,6 bis 1% sinkt, erstlich, weil die Maschinen die gesamte Ventilationsarbeit selbst zu übernehmen haben, und weil ferner die Ventilatoren nicht nach den günstigsten Gesichtspunkten ausgebildet werden können. Sie müssen sich den Maschinenabmessungen anpassen, die oftmals recht beschränkt sind (Turbogeneratoren).

Ist man gezwungen, für die Belüftung besondere Kanäle anzulegen, dann sollte man von vornherein dazu übergehen, die Ventilationsflügel aus den Maschinen zu entfernen, und die Luftförderung besonderen, eigens zu diesem Zwecke entworfenen Ventilatoren zu übertragen, also vollständige Fremdbelüftung zu wählen. Eine Kombination der Fremdbelüftung mittels besonderer Ventilatoren und der Selbstbelüftung durch einge-

baute Ventilationsflügel ließe sich schließlich in der Weise ermöglichen, daß man die Belüftungsarbeit innerhalb der Maschine den Ventilationsflügeln überträgt, während die Reibungsarbeit in den Kanälen besondere Ventilatoren überwinden. Diese Ausführung würde sich also für die Maschinen so gestalten, daß gewissermaßen die Frischluft diesen an den Lufteinführungsstutzen zur Verfügung gestellt wird, während die Abluft frei in das Maschinenhaus eintritt, d. h. derart, als ob die Maschinen sich von dem Betriebsraume aus unmittelbar selbst belüften. Die zusätzliche Arbeit wird dann von den Druckventilatoren besorgt.

Auf diese Weise kann man die Temperaturverhältnisse innerhalb der Maschinen bis zur Vollbelastung vollkommen beherrschen, wodurch aber, da nunmehr zwei Belüftungsvorrichtungen in Hintereinanderschaltung liegen, der Wirkungsgrad der Belüftung weiter herabgemindert wird. Man wird daher bei einer neu zu erstellenden Anlage besser tun, die vollständige Fremdbelüftung zu wählen.

e) Die Fremdbelüftung der Maschinen. Dadurch, daß einmal die Ventilationsarbeit von den Maschinen selbst fortgenommen wird, und ferner auch die Reibungsarbeit für die Luftbewegung in den Kanälen nicht den Maschinen zufällt, sondern beides durch besondere Ventilatoren besorgt wird, arbeiten die Maschinen mit dem günstigsten Wirkungsgrad. Dieser Vorteil darf nicht unterschätzt werden z. B. bei Drehstromkraftwerken, die Tag und Nacht im Betriebe sind. Eine Erhöhung um 1 oder auch nur um $^1/_2$% der abgegebenen elektrischen Leistung wird in solchem Falle berechnet auf die pro Jahr erzeugten KW-Stdn. die Zinssumme eines recht bedeutenden Anlagekapitales ausmachen, das die etwas höheren Beschaffungskosten der Fremdbelüftung als verschwindend klein erscheinen läßt. Das ist insbesondere noch dadurch der Fall, daß die Ventilatoren wesentlich besser hergestellt werden können, und mit einem höheren Wirkungsgrade arbeiten, als die in den Maschinen eingebauten. Betriebsunsicherheiten durch das Defektwerden von Ventilatoren lassen sich ausschalten, wenn mehrere Ventilatoren aufgestellt werden.

Die Fremdbelüftung mit Hilfe besonderer Ventilatoren hat aber gegenüber der Selbstbelüftung, wenn man von dem erhöhten Wirkungsgrade der gesamten Anlage absieht, noch den schätzenswerten Vorteil, daß man die Belüftung der Maschinen vollkommen und zuverlässig in der Hand hat. Bei zweckmäßiger Wahl der Ventilatoren und ihrer Antriebsmotoren kann man dann bei verstärkter Luftzufuhr die Generatoren, z. B. beim Ausfall eines Generators oder zur Deckung der Spitzenbelastungen, stärker belasten ohne Gefahr, die Wicklungen durch höhere Temperaturen zu beschädigen. Auch ist durch eine solche Fremdbelüftung bei alten Generatoren, die man nachträglich mit einer Kapselung versah, die Leistung derselben ohne Bedenken wesentlich erhöht worden[1]). Die Geräuschbildung wird ferner auf das geringst erreichbare Maß herab-

[1]) So wurden z. B. in dem Kraftwerke der Twin City Rapid Transit Co., Minneapolis, zwei je 5000-KW-Generatoren durch Benutzung künstlicher Kühlung zur Abgabe von je 9000 KW geeignet gemacht. EKB. 1910, Heft 36, S. 728.

gedrückt, und eine besondere Belüftung für den Maschinenraum ist nicht mehr erforderlich.

In Fig. 452 ist ein derartig belüfteter Turbogenerator abgebildet.

Bei dem Generator (Fig. 447) sind für Frischluft und Abluft ebenfalls besondere Kanäle vorgesehen; die Luftzuführungsstutzen sind auf beiden Seiten angeordnet; durch diese wird die Frischluft in die Maschinen eingeführt, streicht an den Wicklungsköpfen vorüber, wird durch die Ausbildung der Statorseitenabdeckungen und durch besondere Führungsbleche gezwungen, an den Polen und von dort aus durch die Luftschlitze des Statorblechpaketes hindurchzugehen, sammelt sich am äußeren Statorumfange, und tritt von hier aus durch den Entlüftungsstutzen und den Ablaufkanal unmittelbar ins Freie[1]).

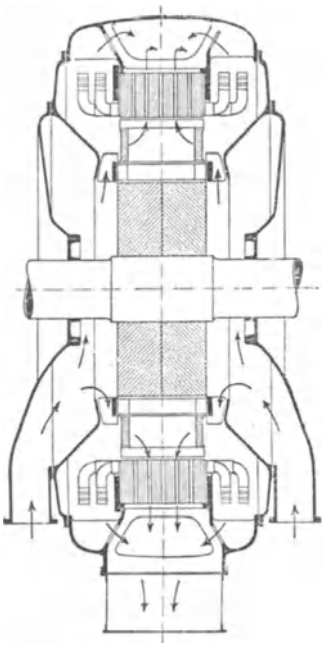


Fig. 447. Generator mit Anschlußstutzen an Kanäle für Frisch- und Abluft.

f) Der Entwurf der Kanalanlage. Auch zu diesem Teile der Belüftungseinrichtungen sollen noch einige Bemerkungen gemacht werden, da es sich bei Generatoranlagen oftmals um andere Gesichtspunkte handelt als bei Transformatoren. Die Kanäle, durch die die Frischluft den Maschinen zu- bzw. die Abluft ins Freie geleitet wird, erfordern Sorgfalt sowohl in der Wahl der Wege als auch in ihrer baulichen Ausführung.

Bei Turbogeneratoren werden diese Kanäle in der Regel aus Blechrohren oder in anderer Form aus Eisenblech oder Holz mit Gipsverkleidung, Tonrohren usw. hergestellt und im Maschinenhauskeller frei angeordnet. Sind für die dort zumeist untergebrachten Kondensationsanlagen und für die Belüftungskanäle nicht getrennte Räume vorhanden, so ist darauf Bedacht zu nehmen, daß hier die Raumtemperatur namentlich im Sommer beträchtlich höher sein wird als die Temperatur der Außenluft. Es wird infolgedessen die den Kanal passierende Frischluft gleichfalls auf eine höhere Temperatur gebracht werden, die natürlich nicht bis zu einem solchen Grade steigen darf, daß von „Kühlluft" nicht mehr gesprochen werden kann. Ein Mittel zur Abhilfe ist dann die

[1]) In dem Quarry-Straße-Kraftwerk der Commonwealth Edison Co., Chicago, Ill., stehen zwei derart fremdbelüftete Drehstrom-Turbogeneratoren von je 14 000 KW, $n = 750$, 9000 Volt, Freq. 25. Zur Kühlung jeder Maschine sind ca. 850 cbm/Min. Luft erforderlich, die durch je einen besonderen Zentrifugalventilator gefördert werden. EKB. 1909, Heft 17, S. 336; ferner die 17 000-KW-Drehstromdynamos für die Norwegischen Wasserkraftanlagen der A. S. Rjukanfos der Brown Boveri Cie. EKB. 1909, S. 632.

besondere Belüftung des Kellerraumes etwa unter Zuhilfenahme von Schraubenventilatoren.

In Wasserturbinenanlagen, bei denen ähnlich wie bei Transformatoren eine besondere Unterkellerung des Maschinenraumes zumeist nicht vorhanden ist, werden die Kanäle unmittelbar im Fußboden hergestellt, und dienen dann unter Umständen gleichzeitig als Kabelkanäle. Sind die Platzverhältnisse beschränkt, oder können die Kanäle erst durch umfangreiche Sprengungen gewonnen werden (Felsboden), so kann man sich dadurch helfen, daß man den Frischluftkanal auf dem Fußboden anlegt und ihn gleichzeitig zur Aufstellung der Schalttafel und als Besichtigungsgalerie benutzt. Die Wahl der Wege hat sich daher nach dem zur Verfügung stehenden Platze zu richten.

Wird besonders bei Turbogeneratoren das Entweichen der Warmluft in den Maschinenraum zunächst ins Auge gefaßt, so empfiehlt es sich, schon bei der Bauausführung darauf Rücksicht zu nehmen, daß infolge von Erweiterungen gegebenenfalls auch nachträglich noch besondere Abluftkanäle angelegt werden können. Natürlich ist dann auch bei den Generatoren auf eine entsprechende Konstruktion zu sehen, d. h. daß die Luftaustrittsöffnung verschlossen, die warme Luft an dem Statorrücken gesammelt und nach unten abgeleitet werden kann. Eine derartige Ausführung sollte bei allen Maschinen, die besondere Lüftung notwendig machen, bei denen aber Frischluft- und Abluftkanäle nicht von vornherein vorgesehen sind, gewählt werden.

Ganz besondere Sorgfalt ist auf die Beschaffenheit der Frischluft und auf die Auswahl der Entnahmestellen für dieselbe zu verwenden, worüber im I. Bd. nicht gesprochen worden ist. Bei Turbogeneratoren die Frischluft aus den unterhalb der Maschinen befindlichen Kellerräumen zu entnehmen, ist nicht angängig, denn erstlich ist die Luft in diesen Räumen durch die Dampfleitungen und Kondensationsanlagen insbesondere in den Sommermonaten auf zu hohe Temperatur erwärmt und außerdem oft mit Wasser- und Öldampf so stark vermengt, daß sie für die Kühlung ungeeignet ist.

Liegt das Kraftwerk innerhalb oder in der Nähe von Ruß oder Staub entwickelnden Werken (Zementwerke, Gruben usw.), oder bei chemischen Fabriken, so ist es nicht zulässig, die Außenluft in dem vorhandenen Zustande für die Kühlung der Maschinen zu benutzen. Bei staub- und rußhaltiger Luft besteht dabei die Gefahr, daß sich der Staub und Ruß innerhalb der Maschinen niederschlägt oder sich an besonderen schwer erreichbaren Stellen, etwa auf den Wicklungen, in den Luftschlitzen oder in den Luftkanälen selbst, festsetzt und dann die Abkühlung der Wicklungen erschwert, bzw. die rechnerisch verlangten Luftmengen infolge der Verengung der Querschnitte nicht mehr durchläßt. Werden dazu die Maschinen noch des öfteren außer Betrieb gesetzt, so daß sie sich abkühlen können, so wird die Gefahr, sofern die Luft nicht absolut trocken ist, ferner dadurch vergrößert, daß die Ablagerungen innerhalb der Maschinen durch eindringende feuchte Luft oder durch

Kondensationserscheinungen in feste Form übergehen und damit natürlich die Abkühlungsverhältnisse z. B. der Wicklungen ungemein beeinträchtigen.

Bei solchen Anlagen ist es demnach unbedingt notwendig, daß die Frischluft, bevor sie in die Maschinen gelangt, gereinigt wird und zwar entweder dadurch, daß vor dem Frischluftkanale eine Staubkammer (Fig. 448) angeordnet wird, in der die Luftgeschwindigkeit bis nahe auf Null herabgeht, und die Staubteilchen demnach Zeit finden, sich abzulagern, oder durch besondere, in die Kanäle einzubauende Luftfilter, wie solche in den Fig. 449 und 450 abgebildet sind. Diese Filter bestehen aus einer Reihe von

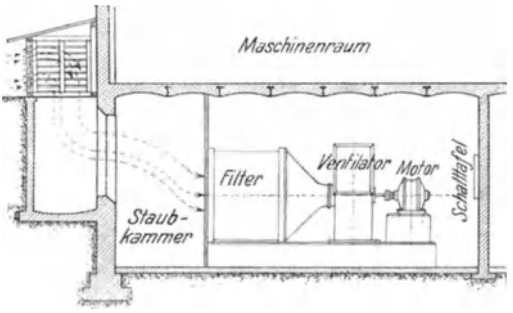


Fig. 448. Reinigungseinrichtung für die Frischluft.

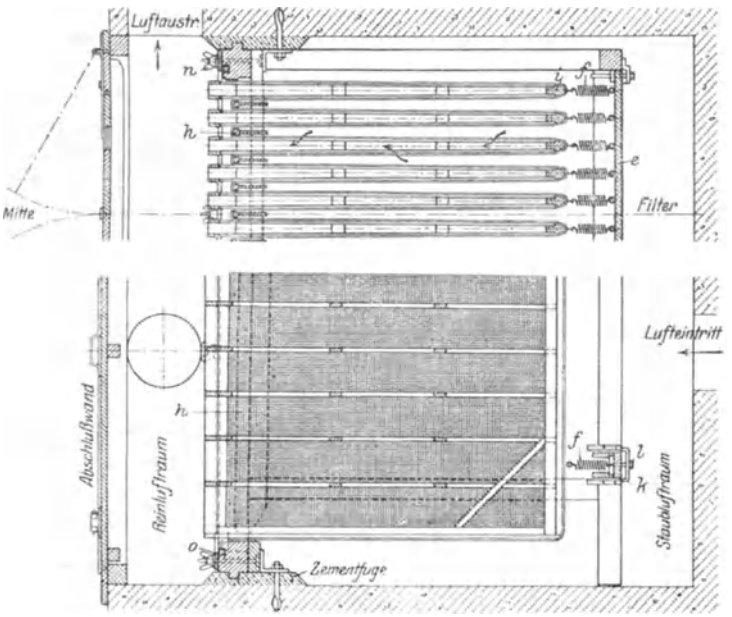


Fig. 449. Luftfilter im Schnitt der Luftfilter-G. m. b. H., Dortmund-Körne.

Tüchern, die in Holzrahmen aufgespannt sind, und durch die die in der Luft enthaltenen Unreinigkeiten zurückgehalten werden. Als besondere Bedingungen, denen derartige Filter genügen müssen, sind zu nennen: ausreichende und zuverlässige Filterwirkung, gleichmäßige Anspannung

aller Tücher, leichte Zugänglichkeit, bequeme Reinigung. Letzteres muß von Zeit zu Zeit geschehen, da der Widerstand, der durch die Tücher der Luftbewegung entgegengesetzt wird, selbstverständlich infolge der Zunahme der sich innerhalb derselben ablagernden Stoffe außerordentlich vergrößert wird. Die Filter müssen ferner reichlich bemessen sein, um auch dann, wenn die Tücher bereits verschmutzt sind, immer noch annähernd die gewünschten Luftmengen durchzulassen. Die Reinigung solcher Filter kann in einfacher Weise durch Ausklopfen der Filtertücher erfolgen, sofern sich nur feste Körper auf denselben abgelagert haben. Hat das Tuch aber Öl od. dgl. gleichzeitig mit aufgesaugt, so ist eine chemische Reinigung notwendig. In anderer Weise kann auch noch die Reinigung der Filtertücher durch Absaugen der festen Niederschläge mit Hilfe von Entstäubungspumpen — die auch zum Reinigen der Maschinen selbst benutzt werden — erfolgen. Jedenfalls ist aber stets dafür Sorge zu tragen, daß eine genügende Anzahl von Tüchern als Reserve vorhanden ist, um durch das Reinigen keine längeren Betriebsstörungen hervorzurufen. Ferner müssen die Tücher und die Rahmen feuerfest imprägniert sein. Es ist vorgekommen, daß z. B. Turbogeneratoren durch Brand der Filter zerstört worden sind. Die sich in den Filtertüchern ansammelnden Stoffe, wie Kohlenstaub, Fasern usw. können durch den kleinsten Funken in Brand gesetzt werden, und bieten daher eine große Gefahr, zumal der starke Luftstrom die Flamme sofort stark anfacht. Um nun jede Feuersgefahr auszuschließen, benutzt z. B. die Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft folgende von ihr konstruierte Einrichtung: In den Weg der Kühlluft wird eine Abschlußvorrichtung eingebaut, die bei einem Brande der Luftfilter selbsttätig zur Wirksamkeit kommt. In Fig. 451 ist eine solche Vorrichtung dargestellt. Sie besteht aus einer oder mehreren Klappen, die mit Gewichten beschwert und an einer Anzahl von Baumwollfäden aufgehängt sind[1]). Letztere haben annähernd die Breite und Höhe des Luftfilters. Beim ersten Entstehen eines Brandes brennen diese Fäden durch, die Klappen *F*, die im normalen Betriebe offen sind, schließen den Frischluftkanal zur Maschine und geben gleichzeitig eine Öffnung frei,

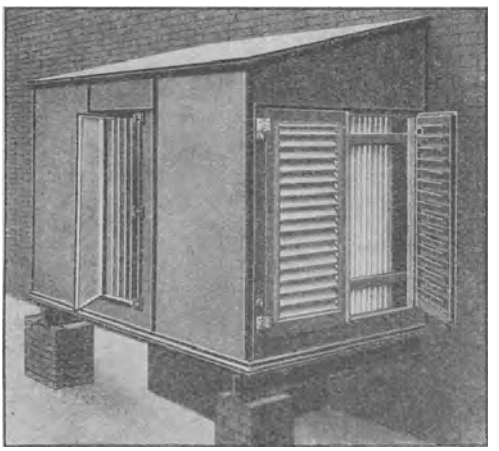


Fig. 450. Äußere Ansicht und Aufstellung eines Luftfilters.

[1]) A. E. G. Zeitung Nr. 8 vom Februar 1913 und E. T. Z. 1913, Heft 46, S. 1321.

durch die die Kühlluft aus dem Maschinenhauskeller angesaugt wird. Der Maschinenbetrieb erleidet infolgedessen keine Unterbrechung. Selbstverständlich muß der Filterraum und seine Fortsetzung bis zur Sicherheitsklappe aus nicht brennbarem Material hergestellt sein.

Die Luftgeschwindigkeit innerhalb der Filter beträgt etwa 0,3 bis 0,1 m/Sek. Zur ständigen Überwachung des Filterwiderstandes ist es empfehlenswert, Differentialmanometer einzubauen. Gasförmige Beimengungen der Luft können durch Staubkammern oder Filter natürlich nicht abgehalten werden.

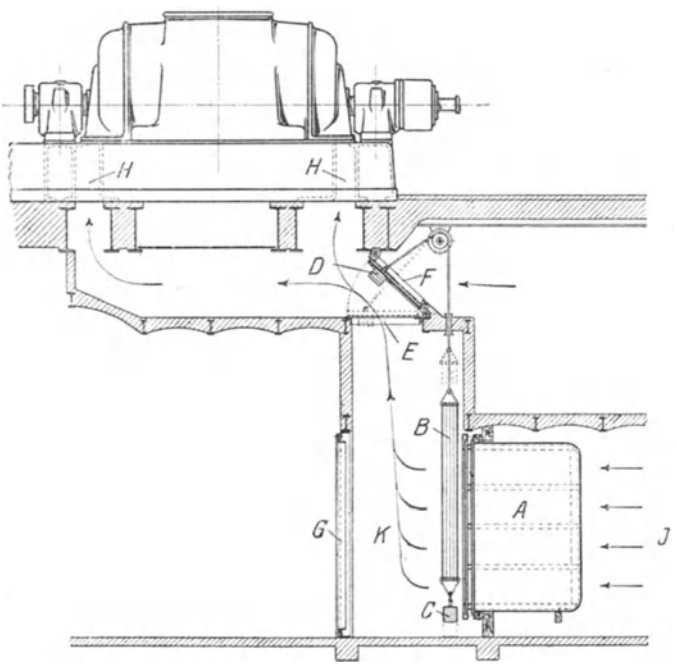


Fig. 451. Sicherheitsvorrichtung gegen Brandgefahr in einer Luftfilteranlage (A. E. G.).

Die Aufstellung derartiger Filter kann außerhalb des Maschinenhauses am Anfang der Frischluftleitung (Fig. 450) oder im Kanal selbst (Fig. 451 und 452) erfolgen, und richtet sich einmal nach der Gesamtanlage der Maschinen, der Größe der Filter und ferner nach den Kanalabmessungen. Wird außer den Filtern noch eine Staubkammer angelegt, dann ist es zweckmäßig, das Filter erst hinter der Staubkammer anzuordnen (Fig. 448).

Für die Auswahl der Frischluftentnahmestellen ist zu beachten, daß sie nicht auf der Sonnenseite liegen dürfen. Verfehlt wäre es auch, sie etwa auf dem Dache des Maschinenhauses anzuordnen, das den Sonnenstrahlen ungeschützt ausgesetzt ist; am vorteilhaftesten ist es, sie auf der Nordseite anzulegen. Ferner muß auf die Staubentwicklung vor-

beiführender Straßen Rücksicht genommen werden dadurch, daß die Kanäle nicht unmittelbar am Erdboden münden, um zu verhindern, daß sich auf diese Weise Blätter, Regen, Schnee u. dgl. in ihnen ablagert und, sofern keine besonderern Luftfilter vorgesehen sind, in die Maschinen

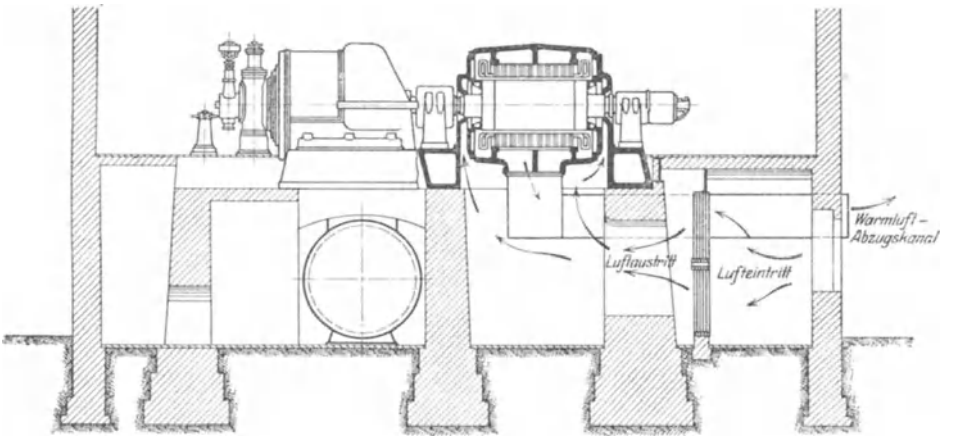


Fig. 452. Luftfilter- (System Bollinger) und Kanalanlage für einen Turbogenerator.

gelangen. Sie müssen infolgedessen stets einige Meter über den Erdboden hinausgeführt werden, und sind mit einem Schutzhause zu versehen (Fig. 448 und 463). Gegen das seitliche Eindringen von Regen oder Schnee schützen verstellbare Jalousieverschlüsse, die dann auch die Möglichkeit geben, die Einströmöffnungen je nach den herrschenden Windrichtungen zu regeln.

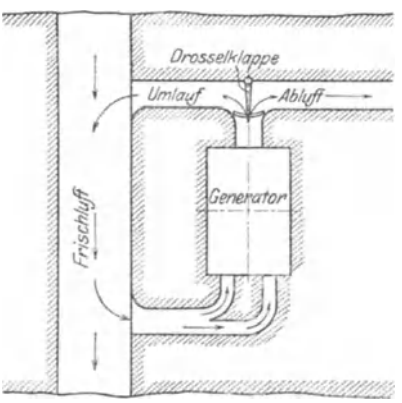


Fig. 453. Regelung des Luftweges im Abluftkanal zur Vorwärmung der Frischluft.

In Gegenden, in denen mit sehr starken Regen- und Schneefällen zu rechnen ist, muß die angesaugte Luft, bevor sie in die Kanäle oder die Ventilatoren eintritt, von Feuchtigkeit und Schnee befreit sein. Man erreicht das ebenfalls durch Luftkammern unmittelbar hinter den Einströmstellen. Diese Kammern können ferner dazu benutzt werden, die Frischluft im Winter vorzuwärmen und zwar durch Aufstellen von Heizkörpern, die z. B. bei Turbogeneratoranlagen mit der Kondensation in Verbindung stehen, und so auch letztere für diese Zeit noch wirtschaftlich ausgenutzt wird. Eine andere Form der Vorwärmung ist die, daß die Staubkammer oder die Frischluftkanäle mit den Abluftkanälen in Verbindung gebracht werden (Fig. 453).

Die Frischluft bei strenger Kälte unmittelbar aus dem Freien ansaugen zu lassen, kann zu folgenden Unannehmlichkeiten führen. Die Eintrittsstutzen an den Maschinen und Blechkanälen kühlen sich an kalten Tagen so stark ab, daß sich die gewöhnlich in der Luft des Betriebsraumes vorhandene Wassermenge an den kalten Kanalwandungen kondensiert und unter Umständen zur Eisbildung führt. Sind anderseits nur Frischluftkanäle vorhanden, während die warme Luft direkt in den Maschinenraum abströmt, so kann bei stillgesetzter Maschine und nicht vollständig abgeschlossenem Frischluftkanal die kalte Luft Feuchtigkeit innerhalb der Maschine niederschlagen, so daß Wasser in die Wicklungen dringt. Eine ähnliche Erscheinung kann auch bei vollständig geschlossenen Generatoren im Stillstande, oder wenn dieselben nach Beendigung einer Besichtigung u. dgl., bei der Maschinenraumluft eingeschlossen wurde, mehrere Stunden nicht in Betrieb genommen werden, eintreten.

Zur Verhinderung dieser Tauerscheinungen versieht man am bequemsten die Zu- und Abluftkanäle

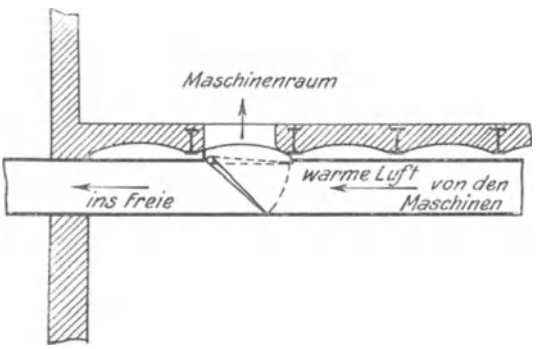


Fig. 454. Regelung des Luftweges im Abluftkanal.

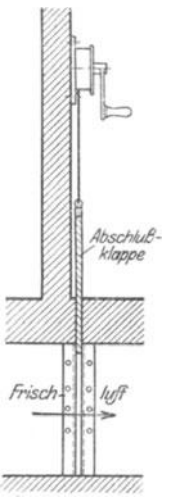


Fig. 455. Abschlußklappe im Frischluftkanal.

mit verstellbaren Klappen ähnlich der Fig. 454, wobei natürlich auf die richtige Lage der Klappen im Kanale zu achten ist insofern, als daß eine Luftförderung bei Wiederinbetriebsetzung einer Maschine stets möglich ist. Die Anordnung ist daher so zu treffen, daß beim Abschließen der Kanäle gegen die Außenluft gleichzeitig eine Verbindung mit dem Maschinenraume hergestellt wird. Klappen der beschriebenen Art in den Abluftkanälen können ferner auch dazu benutzt werden, die Warmluft im Winter zum Heizen des Maschinenraumes zu benutzen.

Zur Regelung der Luftmengen und zwecks Abschließung eines Kanales von einer ausgedehnteren Kanalanlage dienen Drosselklappen und Schieber. Die Drosselklappen bestehen in der Regel aus einfachen Blechtafeln, die drehbar gelagert und von Hand verstellbar sind. Bei Kanälen kleineren Querschnittes, gleichgültig welche Form dieselben haben, verwendet man auch statt der Drosselklappen einfache

Blechschieber, die gleichfalls von Hand mit Seilaufzug (Fig. 455) oder auch durch Handrad und Schraubenspindel bedient werden.

g) Die Meß- und Kontrollapparate. Neben der Regelung der Luftmenge und Luftwege ist es für die Zuverlässigkeit der Belüftung, sowie für die Sicherheit der zu belüftenden Maschinen ganz besonders, sofern das Kanalsystem angewendet wird, nicht nur erwünscht, sondern unbedingt notwendig, daß dem Maschinenbedienungspersonale auch die Hilfsmittel für eine Kontrolle gegeben werden, nach der das ordnungsmäßige Arbeiten der Belüftungsanlagen mit voller Zuverlässigkeit erkannt werden kann. Diese Kontrolle hat sich zu erstrecken auf die Beobachtung der den Maschinen zugeführten Luftmenge, ev. der Pressung, die in den Kanälen auftritt, und ferner der Temperatur der die Maschinen verlassenden Luft. Derartige Meßvorrichtungen sind für die hier behandelten Fälle bisher wohl nur vereinzelt angewendet worden. Da sie jedoch bei ausgedehnten Heizungs- und Belüftungsanlagen für Theater, Schulen, Rathäuser, Hospitäler usw. — die Fernthermometer speziell auch für die Temperaturkontrolle der Lagerkühlvorrichtungen bei Turbogeneratoren, Dampfturbinen und des Öles bei Transformatoren — schon häufiger benutzt und somit in der Praxis ausreichend erprobt worden sind, dürften ihrer Verwendung für die Maschinenbelüftung keinerlei Bedenken entgegenstehen.

Wenn oben gesagt wird, daß derartige Kontrollinstrumente bei größeren Maschinenanlagen unbedingt notwendig sind, so hat diese Forderung zur Begründung, daß es in der Regel nicht angängig ist, die Stellung der in den Kanälen eingebauten Klappen und die in besonderen Räumen untergebrachten Ventilatoren fortgesetzt zu beobachten, ohne das Bedienungspersonal zu verstärken. Auch das Außerbetriebsetzen einzelner Ventilatoren, das z. B. durch Schaufeldefekte, Defekte am Antriebsmotor, Beschädigungen durch eingedrungene Fremdkörper u. dgl. hervorgerufen wird, kann mit Hilfe der Kontrollinstrumente vom Maschinenraume aus dadurch sofort erkannt werden, daß die Luft nicht mehr in genügender Menge gefördert wird. Diese Meßinstrumente werden je nach den besonderen Umständen bei den Maschinen selbst, oder neben den Strom-, Spannungs- und Leistungszeigern auf der Schalttafel angebracht.

Von einer Beschreibung der zahlreichen Meßverfahren und Apparate soll hier abgesehen und nur zwei Systeme erwähnt werden, die in der Praxis größeren Eingang gefunden haben, und den Zwecken besonders gut angepaßt sind. Es sind dies die Fernthermometer der Siemens & Halske A.-G., und die Apparate zur Messung des Druckes und der Geschwindigkeit von Luft, wie sie von der Firma G. A. Schultze, Berlin, auf den Markt gebracht werden.

Das Fernthermometer der Siemens & Halske A.-G. beruht auf der Widerstandsänderung, die eine Platindrahtspirale erfährt, wenn sie einer Temperaturänderung unterworfen wird. Bekanntlich ist die Beziehung zwischen Widerstand und Temperatur für reines Platin durch den Temperaturkoeffizienten desselben bestimmt, der im Gebiete der

Temperaturen, um die es sich hier handelt, sehr angenähert 4% für 10° C Temperaturänderung beträgt. Die Temperaturmessung wird demnach auf eine elektrische Widerstandsmessung zurückgeführt, die sich mit einfachen Mitteln genau und zuverlässig ausführen läßt. Von den verschiedenen dafür zur Verfügung stehenden Meßmethoden benutzt die Siemens & Halske A.-G. die Wheatstonesche Brückenschaltung.

Das Schaltbild wird durch die Fig. 456 veranschaulicht. In drei Zweigen der Wheatstoneschen Brücke liegen Widerstände a, b, c aus einem von der Temperatur unabhängigen Material (Manganin). Der vierte Zweig wird durch die Platinspirale des Widerstandsthermometers gebildet. Von dem Widerstand w_p, sowie den beiden Schaltern s_p und s_t wird weiter unten die Rede sein. In den Diagonalzweigen der Brücke liegt einerseits ein Drehspulmilliampermeter von geeigneter Stromempfindlichkeit, andererseits eine Stromquelle e mit einem teilweise regelbaren Vorschaltwiderstande r. Die einzelnen Widerstände sind so

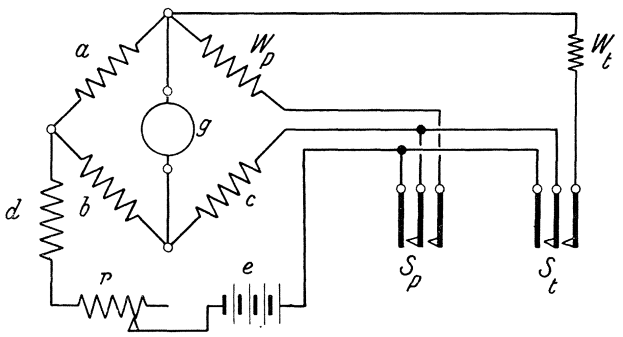


Fig. 456. Schaltbild für eine Fernthermometereinrichtung (S. & H. A.-G.).

abgeglichen, daß bei der niedrigsten zu messenden Temperatur bei w_t das Milliampermeter stromlos bleibt, und der Zeiger in seiner Ruhelage am Skalenanfang verharrt. Mit steigender Temperatur tritt eine zunehmende Störung der Brückenabgleichung ein, die sich als Strom im Diagonalzweige g äußert. Die Stromstärke in g ist somit ein Maß für die Temperatur bei w_t, und man kann dem Milliampermeter eine in Temperaturgrade (z. B. von 0 bis 100° C) eingeteilte Skala geben. Allerdings setzt das voraus, daß die Höhe der Spannung der Meßstromquelle e, die ebenfalls die Stromstärke in g beeinflußt, konstant ist, oder daß ihre Änderungen kompensiert werden. Letzteres ist bei Verwendung von inkonstanten Stromquellen (es kommen gewöhnlich Trockenelemente oder Akkumulatoren in Anwendung) in einfachster Weise durchführbar und in dem Schaltbilde Fig. 456 veranschaulicht. Es ist nämlich ein sogenannter Prüfwiderstand w_p vorgesehen, den man durch den Schalter s_p an Stelle des Widerstandsthermometers einschalten kann. Der Prüfwiderstand ist gleich dem Thermometerwiderstande bei der dem Skalenendpunkt entsprechenden Höchsttemperatur gemacht. Bei richtiger Spannung muß demnach bei Einschaltung des Prüfwiderstandes der

Zeiger des Milliampermeters genau bis zum Endstrich der Skala ausschlagen. Bleibt er darunter, so ist die Spannung zu gering, schlägt er über den Endstrich hinaus, ist die Spannung zu hoch. In beiden Fällen erlaubt der Regelwiderstand r eine Einstellung auf die richtige Spannung. In der Praxis spielt sich dieser Vorgang höchst einfach in der Weise ab, daß man vor Beginn einer Meßreihe oder vielleicht täglich einmal auf eine Prüftaste drückt und, wenn der Zeiger dann nicht richtig auf den Skalenendstrich einspielt, einen Regelschieber unterhalb des Temperaturzeigers nach der Richtung verstellt, nach der der Instrumentzeiger sich bewegen muß, damit er die korrekte Stellung einnimmt.

Damit dürfte das Prinzip der Fernthermometer klar sein, und es bleibt nur übrig, etwas über die Konstruktion und Anwendung hinzuzufügen. Die Widerstandsspirale der Thermometer besteht, wie bereits erwähnt, aus Platin und zwar, weil dieses Edelmetall am reinsten und gleichmäßigsten hergestellt wird und nicht der Oxydation unterliegt. Die Platinspirale wird zum Zwecke der Isolation und zum Schutz gegen mechanische und chemische schädigende Einwirkungen in Quarzglas eingeschmolzen. Im übrigen richtet sich die weitere Konstruktion und Armatur nach dem jeweiligen Anwendungszwecke. Die Fig. 457 zeigt ein Thermometer in perforierter, vernickelter Metallhülse auf Sockel, wie es für Montage an der Wand eines Raumes oder Luftkanals geeignet ist. Dasselbe wird auf Wunsch mit einem Thermometer gewöhnlicher Art für Nahablesung kombiniert. In anderen Fällen z. B. zum Einschrauben in Öltransformatoren, in die Ölabflußleitung von Maschinenanlagen, in Dampfleitungen usw., wird das Widerstandsthermometer in ein geschlossenes Rohr aus Kupfer oder Stahl eingebaut (Fig. 458). Das Milliampermeter des Fernanzeigers ähnelt einem normalen Strom- und Spannungszeiger und besitzt eine in Temperaturgrade geteilte Skala. Es pflegt mit dem bereits erwähnten Schieberwiderstande und einem Umschalter auf einer Marmor- oder Schiefertafel angeordnet zu werden (Fig. 459).

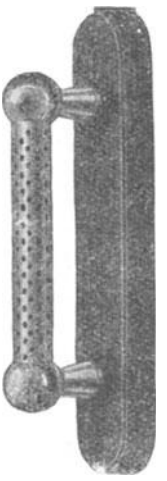


Fig. 457. Quarzglas-Widerstandsthermometer für Wandmontage.



Fig. 458. Quarzglas-Widerstandsthermometer zum Einschrauben in Rohrleitungen.

Als Verbindungsleitungen zwischen den Thermometern und dem Fernanzeiger dient gewöhnlicher Lichtleitungsdraht. Es kann nicht oft

genug empfohlen werden, nur bestisolierten Draht zu verwenden, da Isolationsfehler leicht Meßfehler zur Folge haben. Der Querschnitt der Drähte ist so zu bemessen, daß die Widerstandsänderungen, die die Leitungen unter dem Einfluß der Umgebungstemperatur erfahren, und die dieselbe Wirkung ausüben wie Temperaturänderungen am Thermometer, nicht unzulässige Meßfehler verursachen. Bei dem hohen Thermometerwiderstand (100 Ohm bei 0° C) genügt in den meisten Fällen ein Querschnitt von 1 bis 2 mm² vollkommen.

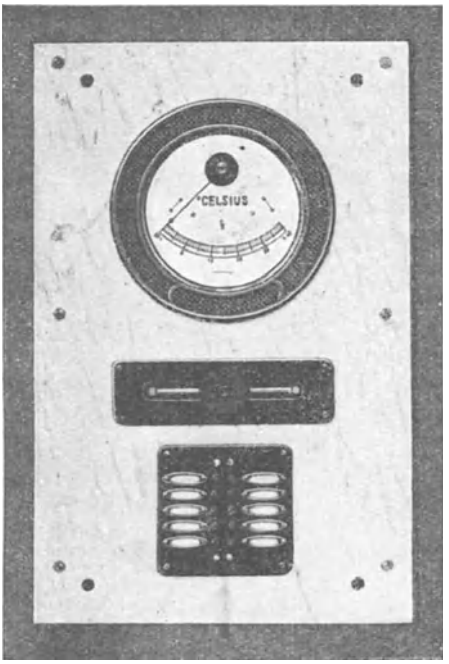


Fig. 459. Schalttafel für Temperatur-Fernanzeiger mit Tastenschalter für 8 Thermometer und Antrieb für den Regelwiderstand.

Als Stromquelle dient gewöhnlich eine kleine Akkumulatorenbatterie von 4 Volt, die man unter Vorschaltung einer Glühlampe aus dem Lichtnetze ohne Schwierigkeit aufladen kann. Der Stromverbrauch der Fernthermometer ist gering, so daß eine Batterie von 20 Amperstunden je nach Häufigkeit der Benutzung mehrere Wochen oder sogar Monate vorhält. Will man das Aufladen vermeiden, so kann man den Anschluß auch an ein Gleichstromlichtnetz von 110 oder 220 Volt vornehmen.

Die einfachste und genaueste Methode zur Messung der Luftgeschwindigkeiten ist die Krellsche oder pneumometrische Methode, so genannt nach dem dabei zur Verwendung gelangenden Meßinstrument, dem Krellschen „Pneumometer".

Die Ablesungen der durch das Pneumometer gewonnenen Druckwerte erfolgen an Manometern, welche verschiedenartig ausgeführt werden.

Das von Krell als Pneumometer oder eigentlich Pneumometerknopf bezeichnete Gerät (Fig. 460) besteht im wesentlichen aus der sog. Stauscheibe s, den beiden Druckröhrchen d und d', dem Halterohr f und den beiden Schlauchtüllen g. Die Stauscheibe s ist eine in den Durchmessern von 11, 22 und 50 mm hergestellte, dünne, kreisrunde Metallscheibe, welche innen zwei voneinander getrennte kleine Kammern b und b' hat. Diese haben nach außen Verbindung durch zwei kleine in der Mitte und auf beiden Seiten der Scheibe liegende gebohrte Löcher a und a'. In die beiden Kammern münden am Scheibenrande die dünnen, nebeneinander liegenden Druckröhrchen d und d', die in der unmittelbaren Nähe der Stauscheibe einen äußeren Durchmesser von nur wenigen mm haben;

sie gehen dann über in die weiteren Röhrchen e und e', welche durch das sie umschließende Halterohr f gegen Verbiegen geschützt werden. Die Druckröhrchen und das Halterohr werden entsprechend den verschiedenen Rohr- oder Kanalweiten verschieden lang ausgeführt.

Das Halterohr f trägt an einem der Stauscheibe entgegengesetzten Ende ein rechteckiges, flaches Metallstück h, die sog. Richtfläche, welche parallel zur Stauscheibenfläche liegt. Die Druckröhrchen d und d' bzw. e und e' sind, nachdem sie das Halterohr f verlassen haben, etwas auseinandergebogen und mit den Schlauchtüllen g versehen, welche zur Verbindung des Gerätes mit den zum Manometer führenden Rohrleitungen dienen. Zum Verschluß der Pneumometer-Einführungsöffnung in der Wand der Rohrleitung oder des Kanals dient das aus zwei Hälften bestehende Einführungsrohr k (Fig. 461), welches zugleich das Halterohr f festhält[1]).

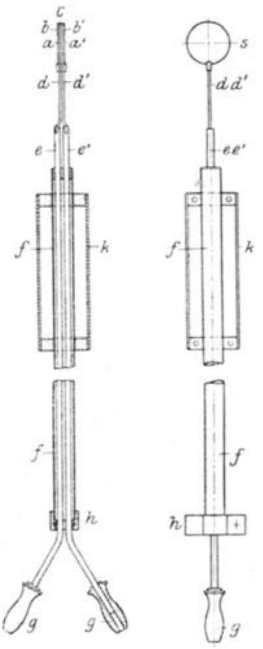


Fig. 460. Pneumometer nach Krell.

Man gebraucht das Pneumometer in der Weise, daß die Stauscheibe seitlich in die Rohr- oder Kanalleitung eingeführt und senkrecht gegen die Strömungsrichtung der Luft gestellt wird. Infolge des Aufpralls der strömenden Luft entsteht nun auf der der Strömungsrichtung zugekehrten Seite eine Pressung, die sog. Überpressung, während sich an der entgegengesetzten Scheibenseite eine Unterpressung zeigt. Beide Pressungen ändern sich mit der größeren oder geringeren Strömungsgeschwindigkeit, jedoch immer in einem ganz bestimmten Verhältnis. Die auf diese Weise geschaffenen Über- und Unterpressungen werden durch die Kammern (bei Krell) bzw. Druckröhrchen (bei Prandtl) aufgenommen und durch die Anschlußleitungen zum Manometer weitergeleitet, woselbst ihr Differenzwert und die jeweilig herrschende Luftgeschwindigkeit angezeigt werden. Das Halterohr des Pneumometers

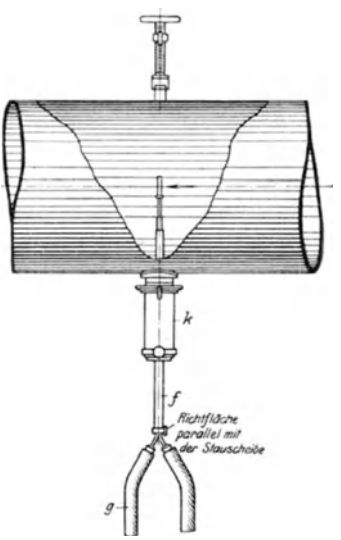


Fig. 461. Einbau eines Pneumometerkopfes in eine Rohrleitung.

[1]) Eine kleine Abänderung der Krellschen Stauscheibe hat Dr. Prandtl vorgenommen. An Stelle der Stauscheibe s ist eine dünne Messingplatte ohne Bohrung verwendet, und die Druckröhrchen werden ganz dicht in kurzem Bogen gegen die Mitten der beiden Scheibenseiten geführt, wodurch das Eindringen von Staub verhindert wird.

wird am besten unmittelbar in die Rohrwandung eingeschraubt (Fig. 461), oder sonst in geeigneter Weise befestigt; als Verbindung zwischen dem Pneumometer und Manometer wird Bleirohr oder Gasrohrleitung von 6 bis 12 mm l. W. je nach der Entfernung verwendet. Dabei ist stets darauf zu achten, daß die beiden Leitungen dicht nebeneinander verlegt werden, um etwaige Temperatureinflüsse unschädlich zu machen. Wirken diese auf beide Röhren gleichmäßig, dann heben sie sich in ihrer Wirkung auf.

Die mittels Pneumometer aufgenommenen Drucke bzw. die sie hervorrufenden Luftgeschwindigkeiten werden, wie bereits angedeutet, an entsprechend eingerichteten Manometern abgelesen. Von den Manometern soll kurz auf den Druckmesser System Schultze-Dosch hingewiesen werden, der in Fig. 462 abgebildet ist. Die Geschwindigkeiten können an einer runden Skala durch einen Zeiger abgelesen werden, was günstig ist, da es sich um reine Kontrollmessungen und ständige Betriebsüberwachungen handelt. Die Druckmesser werden für jeden beliebigen Meßbereich in den Grenzen von 0,4 bis etwa 100 mm und mehr Druck oder von 2 bis 23 m Geschwindigkeit ausgeführt. Auf die nähere Beschreibung dieses Apparates soll hier nicht weiter eingegangen werden. Es möge nur noch erwähnt werden, daß auch z. B. die Siemens & Halske-A.-G. seit einiger Zeit einen Apparat fabriziert, der eine Luftgeschwindigkeitsfernmessung und Registrierung gestattet. Der Apparat, der vorläufig in erster Linie für meteorologische Zwecke zur Beobachtung der atmosphärischen Luftbewegungen benutzt wird, dürfte sich gelegentlich auch für den hier in Frage stehenden Zweck mit Vorteil verwenden lassen.

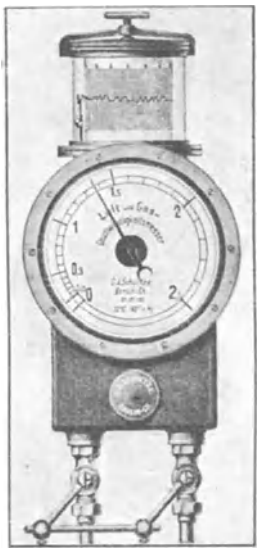


Fig. 462. Druckmesser, System Schultze-Dosch.

h) Die Berechnung der Kanalquerschnitte. Hierzu ist zu dem im I. Bd. bereits Gesagten ebenfalls noch einiges nachzutragen.

Die Luftmenge Q [Gl. (112), S. 233] im I. Bd. für jede an die Belüftungsanlage anzuschließende Maschine muß wiederum vom Maschinenkonstrukteur angegeben werden und zwar gleichzeitig mit der Pressung in Meter Luftsäule oder in Millimeter Wassersäule, die innerhalb der Maschine auftritt.

Für die Berechnung der Druckhöhe H des Ventilators ist nunmehr aber noch die Filteranlage zu berücksichtigen.

Für Filter ist die Widerstandshöhe:

$$H_F = \frac{m \cdot Q \cdot (1 + \alpha \cdot t_2)}{F \cdot (1 + \alpha \cdot t_1)} \text{ m Luftsäule,} \qquad (225)$$

worin m eine Erfahrungsziffer, Q die gefilterte Luftmenge in m³/Std. und F die Gesamtfläche des Filters in m² bezeichnet.

Es ist zu setzen:

für gewöhnliches Nesseltuch $m = 0{,}0015$,

für Möllersches Filtertuch $m = 0{,}24$ bis $0{,}03$,

wobei der kleinere Wert bei häufigerer, der größere bei seltenerer Reinigung gilt.

Der Wert für H_F wird im allgemeinen je nach der Beschaffenheit des verwendeten Tuches zu $^1/_2$ bis 2 mm WS in neuem bzw. gereinigtem Zustande angegeben und steigt auf 3 bis 12 mm WS je nach dem Grade der Verschmutzung.

Somit ist die erforderliche Druckhöhe H des Ventilators, gleichgültig ob dieser in die Maschine selbst eingebaut ist (Ventilationsflügel), oder ob besondere Zentrifugalventilatoren aufgestellt werden:

$$H = H_F + \Sigma K + \Sigma H_M \text{ in m Luftsäule.} \tag{226}$$

Die Gl. (118) und (119) im I. Bd gehen damit über in:

$$H = 1{,}293\,(H_F + \Sigma K + \Sigma H_M)$$

$$= 1{,}293\left(H_F + \sum \frac{v_n^2}{2g\,(1+\alpha\cdot t_n)}\right)\cdot (R_n + \Sigma\zeta_n + \Sigma H_M)\,, \tag{227}$$

bzw.

$$H = 1{,}293\cdot\left[H_F + \sum \frac{v_n^2}{2g\,(1+\alpha\cdot t_n)}(1 + R_n + \Sigma\zeta_n) + \Sigma H_M\right]. \tag{228}$$

i) Beispiele. In Fig. 463 ist ein Kraftwerk dargestellt, dessen Maschinen an besondere Frischluft- und Abluftkanäle angeschlossen sind, und dessen Maschinensaal außerdem noch mittels eines Wandventilators belüftet wird. In einem seitlichen Anbau sind die Zentrifugalventilatoren untergebracht.

Eine andere Ausführung zeigt die Fig. 464 im Grundriß und Aufriß, bei welcher die Luft ebenfalls durch besondere Kanäle zu- bzw. abgeführt wird[1]). Jede Maschine besitzt ihren eigenen, unabhängigen Luftzuleitungskanal und zwei ebenfalls unabhängige Luftableitungskanäle. Der Vorteil dieser Anordnung gegenüber einem für alle Maschinen gemeinsamen Kanal besteht darin, daß sich die Ventilationswirkungen der einzelnen Maschinen gegenseitig nicht beeinflussen. Im Kraftwerke sind 6 Maschinensätze von je 8000 KVA, 6600 Volt, Drehzahl 375 aufgestellt. Besondere Ventilatoren sind nicht vorhanden.

---

[1]) Dipl.-Ing. G. Lewinnek: AEG. Drehstrommaschinen für direkte Kupplung mit Wasserturbinen. EKB. 1912, Heft 29, S. 605.

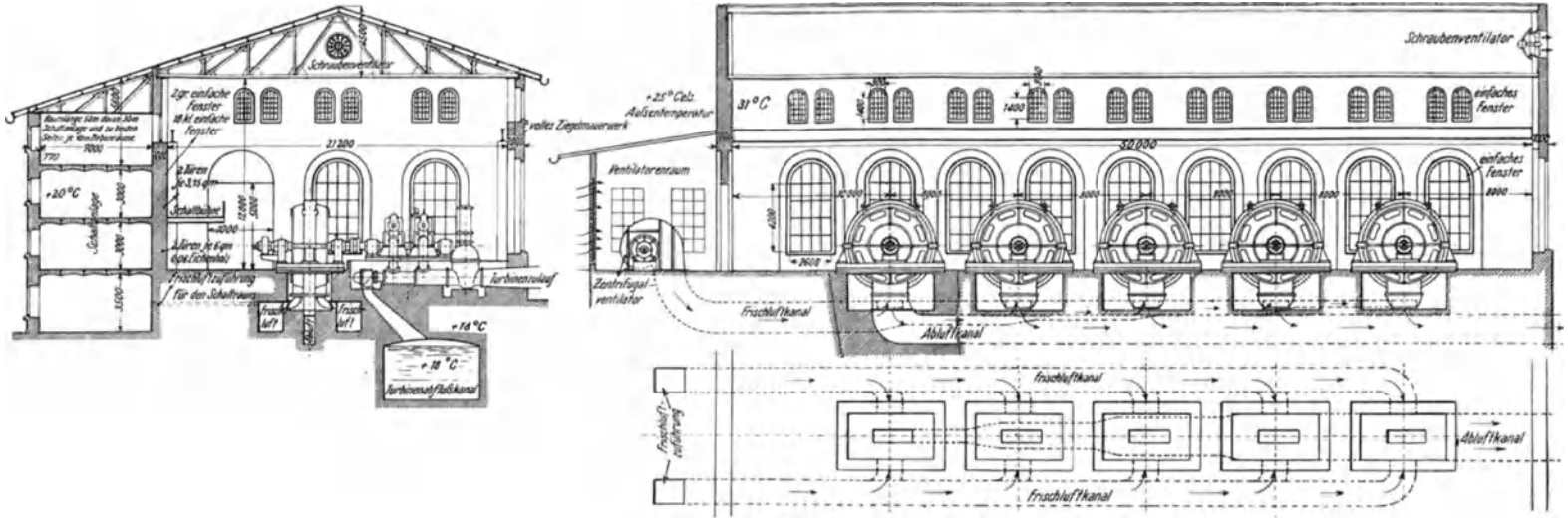


Fig. 463. Drehstrom-Kraftwerk mit Wasserturbinenantrieb. 5 Generatoren von je 16000 KVA, $\cos\varphi = 0{,}8$, 10000 Volt, Frequenz 50, mit angebauten Erregermaschinen. Anordnung der Belüftungskanäle und der Ventilatorenanlage.

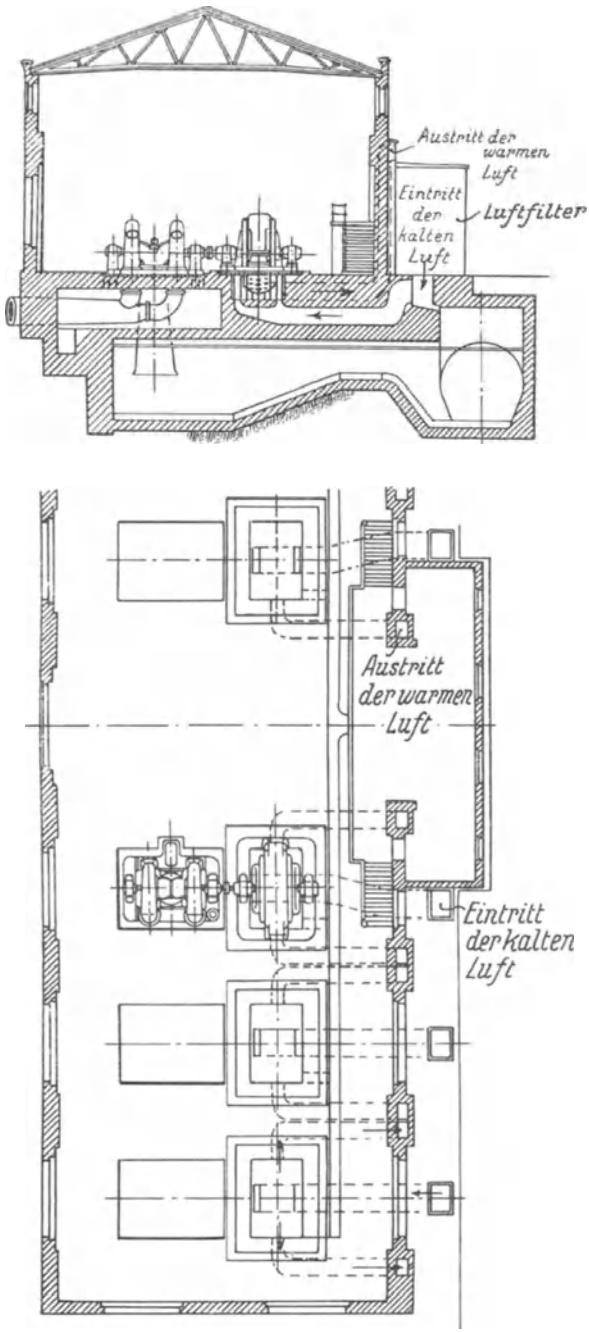


Fig. 464. Wasserkraftwerk für eine Gesamtleistung von 48 000 KVA. Anordnung der für jede Maschine getrennten Ventilationsanlage.

41. Wirtschaftliches.

a) Belastungsverhältnisse und Maschinengrößen. Die Wirtschaftlichkeit einer elektrischen Kraftübertragungsanlage wird bestimmt durch:

die Belastungsverhältnisse,
den Umfang der Anlagen,
die Selbstkosten für die erzeugte elektrische Leistung
und den Strompreis für die Abnehmer.

Auch hier ist selbstverständlich der Unterschied zu machen, ob es sich um eine Eigenanlage oder um öffentliche Stromabgabe handelt.

α) Bei Eigenanlagen z. B. für industrielle Unternehmungen sind die Belastungsverhältnisse zumeist verhältnismäßig leicht feststellbar, und es kann auch mit ziemlicher Genauigkeit ermittelt werden, wie sich die Belastung über die einzelnen Stunden und Monate eines Jahres verteilt. Aus diesen Werten ergibt sich dann die Maschinenleistung im Kraftwerke zu:

$$\frac{\text{jährlich zu erzeugende KW-Stunden}}{\text{jährliche Betriebsstunden}}.$$

Diese Leistung ist von einer, oder je nach der Größe und den Betriebsverhältnissen von mehreren Maschinen zu erzeugen. Belastungsschwankungen, die in Form von augenblicklichen Belastungsstößen vorkommen, sind nur dann von besonderer Bedeutung, wenn es sich um sehr rauhe Betriebe handelt (Walzwerke, Transportanlagen); sie sollen nicht von den Hauptmaschinen aufgenommen, sondern durch Regelmaschinen ausgeglichen werden. Über den Vorteil der letzteren in bezug auf die möglichst gleichmäßige Ausnützung der Hauptmaschinen ist bereits auf S. 329 gesprochen worden.

Bei der Wahl der Maschinengrößen ist darauf Rücksicht zu nehmen, daß der Gesamtwirkungsgrad größerer Maschinensätze günstiger ist als der kleinerer. Dagegen gestattet die Unterteilung der Leistung auf mehrere Maschinensätze eine größere Betriebselastizität dadurch, daß man sich durch die Zahl der in Betrieb zu nehmenden Maschinen den jeweiligen Belastungsverhältnissen besser anpassen und für möglichste Vollbelastung jeder Maschine Sorge tragen kann (bester Jahreswirkungsgrad). Schließlich kann hierbei die Betriebssicherheit der gesamten Stromerzeugungsanlage auf den höchsten Grad gebracht werden, da bei Störungen an einer Maschine keine besonders empfindliche Lahmlegung der Stromlieferung eintritt. Auch die Reservemaschinen werden kleiner und infolgedessen die für diesen Teil des Kraftwerkes entfallenden Ausgaben für Verzinsung und Abschreibung. Wie weit man dabei in der Unterteilung der Maschinensätze gehen darf, kann nur durch Vergleichsberechnungen hinsichtlich Anschaffungspreis und Gesamtwirkungsgrad der Stromerzeugung ermittelt werden, und ergibt sich ferner aus dem Verlauf der Jahresbelastungskurve, die wenn möglich wenigstens einigermaßen entworfen werden sollte.

Die Platzfrage soll hier nicht besonders berührt werden, denn sie entscheidet unter Umständen von vornherein die mögliche Unterteilung der Maschinenleistung.

β) Bei Kraftwerken für öffentliche Stromabgabe ist die Ermittelung der Jahresbelastungskurve zumeist außerordentlich schwierig, wenn es sich nicht um Stromlieferung für industrielle oder gewerbliche Anlagen handelt. Ist letzteres der Fall, so gilt das für Eigenanlagen Gesagte sinngemäß. Sind dagegen auch Städte, Gemeinden und besonders landwirtschaftliche Betriebe als Abnehmer vorhanden, so müssen sehr sorgfältig durchgeführte Strombezugserhebungen vorgenommen werden, um ein Bild über den zu erwartenden sog. Anschlußwert zu erhalten. Unter Anschlußwert versteht man die Summe aller an den einzelnen Abnahmestellen installierten KW. Dieser Anschlußwert ist nun aber keineswegs generell für die Größe des Kraftwerkes bestimmend, denn fast jeder Abnehmer läßt sich mehr Lampen, Motoren usw. anlegen, als er gleichzeitig zu benutzen gedenkt. Außerdem schwankt der Strombezug nach Zeit und Höhe außerordentlich. Man muß daher aus den Betriebsverhältnissen und der Art und Größe der elektrischen Anlagen jedes Stromabnehmers feststellen, welche jährliche Leistung im Durchschnitt abgenommen werden wird, und mit welcher jährlichen Betriebsstundenzahl gerechnet werden kann. Hierfür auch nur einigermaßen allgemein zutreffende Zahlen zu geben, ist nicht möglich. Besonders ungünstig liegen die Strombezugsverhältnisse dann, wenn es sich vorwiegend um landwirtschaftliche Betriebe handelt. Hier muß, wie die Praxis schon zur Genüge bewiesen hat, mit großer Vorsicht vorgegangen werden, was ohne weiteres klar ist, wenn man bedenkt, daß namentlich der Großkraftbetrieb in der Landwirtschaft zur Zeit der Ernte auftritt (elektrisches Dreschen und Pflügen), also nur eine verhältnismäßig sehr kurze Betriebsstundenzahl im Jahre in Frage kommt. Je nachdem es sich um Großgrundbesitz oder mittlere und kleine Güter und namentlich auch um landwirtschaftliche Gemeinden handelt, kann man etwa mit $3 \div 5$ KW-Stunden pro Jahr und Morgen unter dem Pfluge rechnen und etwa 200 bis höchstens 400 Betriebsstunden im Jahre annehmen. Die kleineren Werte gelten für größere Güter, die höheren Werte für mittleren Besitz. Aber auch diese Zahlen sind nur mit großer Vorsicht zu benutzen, denn auf sie hat auch die Art des landwirtschaftlichen Betriebes einen bedeutenden Einfluß. So wird der Stromverbrauch in Gegenden mit Ackerbau, in erster Linie Getreidebau, größer sein als in solchen mit vornehmlich Viehzucht.

Ein tunlichst hoher Ausnutzungsfaktor des Kraftwerkes ist anzustreben, und zwar versteht man unter diesem das Verhältnis der mittleren Jahresbelastung zu der in der Stromerzeugungsstation vorhandenen Maschinenleistung. Ob man in letztere auch die Reservemaschinen einschließt, ist mehr oder weniger Ansichtssache.

Hinsichtlich der Unterteilung der Maschinenleistung auf mehrere Aggregate gilt sinngemäß das auf S. 568 Gesagte, nur ist hier

noch auf eine besondere Betriebseigenschaft zu achten, und das ist die sog. Spitzenbelastung d. h. die über die durchschnittliche Tagesbelastung auftretende erhöhte Leistungsentnahme, die aber nur von verhältnismäßig kurzer Dauer ist. Solche Spitzenbelastungen treten ein, wenn z. B. in den Wintermonaten für die ersten Abendstunden mehr Beleuchtung eingeschaltet oder in landwirtschaftlichen Betrieben zur Zeit der Ernte beim plötzlichen Eintritt von Regenwetter der Dreschbetrieb aufgenommen wird. Zur Deckung derartiger verhältnismäßig schnell und unerwartet auftretenden Belastungssteigerungen stellt man neben den Hauptmaschinen noch besondere, schnell betriebsfertige Maschinensätze, z. B. Dieselmotoren, auf und nimmt nicht die Reservemaschinen zur Hilfe, um sich dieser notwendigen Betriebsunterstützung nicht zu entblößen. Das gilt auch für Dampfanlagen dann, wenn die Kessel nur in beschränkter Zahl vorhanden sind, und ein Reservekessel nicht ständig unter Dampf gehalten werden soll. Wie schon auf S. 531 erwähnt, sind solche Hilfsmaschinen ferner besonders vorteilhaft in Wasserkraftanlagen mit unsicheren Wasserverhältnissen.

Nur kurz sei auch hier nochmals auf die Benutzung von Synchronmotoren zur Verbesserung des Leistungsfaktors der Gesamtanlage und damit zur besseren Ausnutzung der Maschinensätze, sowie der Leitungsanlage hingewiesen.

b) Die Selbstkostenberechnung. Hand in Hand mit der Auswahl der Antriebsmaschinen und der Bestimmung der Maschinengrößen geht die Berechnung der Selbstkosten für die abgegebenen KW-Stunden, die natürlich schon bei der Projektierung durchgeführt werden muß. Die Selbstkosten setzen sich zusammen aus erstens den festen und den veränderlichen Betriebsausgaben, und zwar versteht man unter den:

festen Ausgaben	veränderlichen Ausgaben
solche für: Verzinsung,	solche für: Betriebsstoff,
Abschreibung (Erneuerung),	Wasser,
Tilgung,	Schmier- und Putzmaterial,
Steuern,	Ausbesserung,
Öffentliche Abgaben,	Instandhaltung,
Feuerversicherung,	Verwaltung,
	Betriebspersonal.

Zu diesen sog. Betriebskosten kommt zweitens der elektrische Verlust in den Leitungen, Transformatoren usw. Hat man also die Betriebskosten festgestellt und daraus den Selbstkostenpreis der erzeugten KW-Stunde berechnet, so werden die Selbstkosten für die abgegebenen KW-Stunden durch die Ausgaben für die Deckung der Verluste erhöht.

Die Verzinsung. Der Zinsfuß, mit dem sich das gesamte Anlagekapital für alle vom Besitzer des Kraftwerkes erstellten Anlagen und Einrichtungen, soweit sie natürlich mit der Stromerzeugung und -verteilung in unmittelbarem Zusammenhange stehen, verzinsen soll, wird

im allgemeinen vorgeschrieben oder je nach Wunsch angesetzt. Zumeist liegt er zwischen $4 \div 6\%$. Bei Kraftwerken für öffentliche Stromabgabe wird sich namentlich in den ersten Betriebsjahren in der Mehrzahl der Fälle eine so hohe Verzinsung des Anlagekapitals nicht ermöglichen lassen. Es wäre nun aber falsch, damit die Unwirtschaftlichkeit der Anlage nachzuweisen, denn erfahrungsgemäß steigt die Zahl der Abnehmer außerordentlich schnell, wenn der elektrische Strom in unmittelbarer Nähe verfügbar ist, während bei der Gründung des Werkes nur ein geringer Prozentsatz der Teilnehmer sichere Zusage für den Strombezug macht. Man wählt daher oftmals einen anderen Weg für die Ermittlung der Verzinsung, indem man den Betriebseinnahmen die Betriebsausgaben gegenüberstellt und aus dem Überschuß die Höhe der Verzinsung festsetzt. Dieser Weg ist jedenfalls immer dann empfehlenswert, wenn die Höhe der jährlich zu liefernden KW-Stunden nur annähernd geschätzt werden kann z. B. bei ländlichen Überlandkraftwerken u. dgl.

Die jährlich vorzunehmenden Abschreibungen[1]) müssen derart bemessen sein, daß das Anlagekapital für die betreffenden Teile dann, wenn sie nicht mehr betriebstauglich sind, in voller Höhe angesammelt ist. Die Abschreibungssätze richten sich also nach der Lebensdauer der einzelnen Teile der Anlage. Ferner kann dabei auch die Verzinsung dieses zurückgelegten Kapitals mit in Rechnung gezogen werden; indessen geschieht das bei der Aufstellung der Wirtschaftlichkeitsberechnung für ein Projekt zumeist nicht.

Richtiger wäre es, die Abschreibungen in zwei Teile zu zerlegen, und zwar einen festen Teil als Grundwert und einen solchen unter Berücksichtigung der Betriebsstunden. Die Schätzungen hierfür lassen sich aber nur sehr schwer durchführen, da dabei auch die Wartung, Instandsetzung usw. ausschlaggebend sind, und es soll daher davon abgesehen werden, hierauf weiter einzugehen.

In Tab. XXXI sind die üblichen Werte für die Abschreibung der verschiedenen Teile einer Kraftübertragungsanlage zusammengestellt. Man darf in der Festsetzung der Abschreibungswerte nicht zu weit gehen, denn wenn vorzügliches Material verwendet und mit der unbedingt notwendigen sorgfältigen Wartung und Instandhaltung gerechnet wird, so würde durch zu hohe Abschreibungen die Wirtschaftlichkeit der Anlage ungünstig beeinflußt werden. Die in der Rubrik a) angegebenen Quoten stellen daher die unterste Grenze dar, während die Werte in der Rubrik b) zumeist schon einschließlich der jährlichen Ausgaben für normale Reparaturen und Instandsetzungsarbeiten angenommen werden können.

Die Tilgung. Hinsichtlich einer etwa vorzunehmenden Tilgung des Anlagekapitals gilt sinngemäß das bei der Verzinsung Gesagte. Es wird also beim Projekt die Tilgungsquote am einfachsten aus den Bruttoeinnahmen nach Abzug aller Ausgaben festgestellt.

---

[1]) Dr. Louis Bell: Über Abschreibungsquoten. Electr. World. 23. Aug. 1913.

Tabelle XXXI.

Abschreibungswerte.

Gegenstand	Niedrigster Satz %	Normaler Satz einschl. Reparaturkosten %
Gebäude, Fundamente, Schornsteine, massiv in Stein	1	1,5÷2
Gebäude, Schornsteine, in mittelmäßiger Ausführung	1÷1,5	3÷4
Dampfkessel, Kohlenförderanlagen, Wasserreiniger	2÷2,5	5÷6
Dampfmaschinen, Dampfturbinen	2÷2,5	5
Lokomobilen	2÷2,5	6
Gasmotoren, Dieselmotoren	3÷5	8
Sauggasanlagen	3÷5	10
Pumpen, Rohrleitungen, Kondensationsanlagen	2÷2,5	5÷6
Wasserturbinen	1÷1,5	3÷4
Transmissionen	4	5
Gleichstromgeneratoren und -motoren	2	4÷5
Wechselstromgeneratoren und -motoren	1,5÷2	4÷5
Transformatoren	2	4÷5
Akkumulatoren	5	10
Schaltanlagen, Apparate, Zähler, Instrumente	2,5÷3	5÷7,5
Leitungen innerhalb von Gebäuden	2	5
Kupfer-, Bronze-, Kupferpanzerstahlleitungen im Freien	1,5÷2	2
Aluminiumleitungen im Freien	2,5	3÷5
Isolatoren	5	5
Holzmasten, nicht imprägniert	15	20
Holzmasten, imprägniert	2÷2,5	5÷6
Eisenmaste	2÷2,5	5
Betonmaste	1÷1,5	4÷5
Kabelnetze	1	2÷3

Über Steuern, öffentliche Abgaben und Versicherungen ist nichts Besonderes zu erwähnen. Unter öffentliche Abgaben sind Ausgaben zu verstehen, die z. B. dann vorhanden sind, wenn bei Privat- oder Gesellschaftsbesitz der Anlagen an Kommunen u. dgl. aus den Bruttoeinnahmen Abgaben geleistet werden müssen, oder für die Benutzung von Straßen und Wegen zur Leitungsführung einmalige oder jährliche Beträge an die Eigentümer zu zahlen sind.

Von den veränderlichen Ausgaben spielen die Kosten für den Betriebsstoff (Kohlen, Rohöl usw.) die bedeutendste Rolle. Sie sind mit ausschlaggebend für die Wahl der Antriebsmaschinen, doch sollte das nie allein der Fall sein, sondern nur im Zusammenhange mit den Ausgaben für Verzinsung und Abschreibung des Anlagekapitals, sowie Wartung, Bedienung und Instandsetzung. In welcher Form eine solche Berechnung der Betriebsstoffkosten durchzuführen ist, zeigt die Tab. XXXII, in welcher eine Dampflokomobile einem Dieselmotor gegenübergestellt ist.

Bei den in der Tab. XXXII behandelten Anlagen sind die höchsten Abschreibungsquoten und zudem noch Reparatur- und Instandsetzungsbeträge eingesetzt. Das ist dann gerechtfertigt, wenn kleinere Stationen

Tabelle XXXII.

Vergleichende Betriebskostenberechnung zwischen Heißdampflokomobil- und Dieselmotoranlage bei 3000 Betriebsstunden im Jahre[1]).

		I			II			III		
		Gleiche Normalleistung			Gleiche Höchstleistung bei gleicher Betriebsleistung					
		Lokomobile			Dieselmotor			Lokomobile		
1	Normale Leistung in PSe	50	100	300	50	100	300	42	85	260
2	Höchstleistung in PSe	70	140	415	60	120	360	60	120	360
3	Betriebsleistung in PSe	50	100	300	50	100	300	50	100	300
	Anlagekosten:									
4	Lokomobile bzw. Dieselmotor vollständig montiert einschl. Fundament, Rohrleitungen, Schornstein- und Rückkühlanlage für die Lokomobile . . . M.	15200	21700	48200	17800	30600	62000	13800	19800	43700
5	Gebäude in einfachster Ausführung . . . . . „	2100	2600	4400	1200	1800	3700	2000	2500	4200
	zusammen M.	17300	24300	52600	19000	32400	65700	15800	22300	47900
	Betriebskosten:	Lokomobile		Dieselmotor						
6	Verzinsung	5%		5%	865	1215	2630	950	1620	3285	790	1115	2335
7	Abschreibungen: Maschinen	6 „		8 „	912	1302	2892	1424	2448	4960	828	1188	2622
8	Abschreibungen: Gebäude	4 „		4 „	84	104	176	48	72	148	80	100	163
9	Reparaturen und Instandhaltung: Maschinen	3 „		4 „	456	651	1446	712	1224	2480	414	594	1311
10	Reparaturen und Instandhaltung: Gebäude	2 „		2 „	42	52	88	24	36	74	40	50	84
11	Feuerversicherung	1,5‰			26	36	79	29	49	99	24	23	72
12	Speise- und Kühlwasser				43	80	216	113	225	675	48	80	221
13	Schmier- und Putzmaterial				575	750	975	700	1000	1485	575	750	975
14	Bedienung				1500	1800	2100	1000	1200	1200	1500	1800	2100
15	Revision bzw. Reinigung außer Betrieb				250	350	400	150	250	300	230	330	380
16	Beleuchtungskosten				50	60	75	50	65	75	50	60	75
	Brennstoffverbrauch mit Zuschlag für Anheizen und Abschlacken beim Dampfbetrieb, ohne Zuschlag beim Dieselmotor, bei einem Preise:									
17	für Steinkohle von 220 M. pro 10000 kg frei Verwendungsstelle				2409	4422	12237	—	—	—	2640	4488	12276
18	„ Gasöl „ 12 „ „ 100 „ frei Verwendungsstelle				—	—	—	3510	6660	19980	—	—	—
19	zusammen M.				7212	10822	23314	8710	14849	34761	7219	10578	22619
20	Garantierter Brennstoffverbrauch pro PSe und Stunde einschl. 10% Zuschlag bei Dampfbetrieb für Anheizen usw. . . . . kg				0,73	0,67	0,62	0,195	0,185	0,185	0,80	0,68	0,62
21	Betriebskosten pro PSe-Stunde . . . . . Pf.				4,81	3,61	2,59	5,81	4,83	3,86	4,81	3,53	2,52
22	Brennstoffkosten pro PSe-Stunde . . . . . „				1,61	1,47	1,36	2,34	2,22	2,22	1,76	1,50	1,36

[1]) Diese Tabelle ist dem Aufsatze von H. Winkelmann: Die Dampfmaschine und ihr Wert für den Fabrikbetrieb, Zeitschr. für Dampfkessel- und Maschinenbetrieb, Heft 27, 5. Juli 1912, entnommen.

in Frage kommen, bei denen zumeist nicht die außerordentliche Sorgfalt in der Wartung aller Teile angewendet werden kann wie in großen Kraftwerken, weil das Bedienungspersonal möglichst beschränkt werden muß, und außerdem nicht so hohe Löhne für Maschinisten und Heizer gezahlt werden können.

Die Tabellenwerte sind aber, wie bei allen solchen Vergleichsberechnungen, nicht als Norm zu benutzen, denn sie werden durch örtliche Verhältnisse, besondere Bedingungen für die Antriebsmaschinen u. dgl., sowie vor allen Dingen auch durch die jährlichen Betriebsstunden ganz wesentlich beeinflußt. Es soll daher die Tab. XXXII nur zeigen, in welcher Form eine derartige Vergleichsberechnung aufzustellen ist.

Kühl- und Speisewasser ist neben der Speisung von Dampfkesseln und Kondensationsanlagen auch zur Kühlung z. B. bei Gas- und Dieselmotoren erforderlich. Ist dasselbe ohne Anlage großer Brunnen u. dgl. verfügbar, so können die Ausgaben für die Wasserbeschaffung zumeist unberücksichtigt bleiben. Müssen dagegen Pumpanlagen geschaffen werden, so ist in ähnlicher Form, wie für die Betriebskostenberechnung des erzeugten elektrischen Stromes aus Verzinsung, Abschreibung, Instandhaltung, Bedienung, Betriebsstoff (auch dann, wenn als Antrieb der Pumpen Elektromotoren benutzt werden) der Selbstkostenpreis pro Kubikmeter Wasser festzustellen und entsprechend in der Hauptbetriebskostenberechnung zu berücksichtigen.

Schmier- und Putzmaterial. Der Verbrauch an Öl und Schmiermaterial muß von den Lieferanten der Antriebsmaschinen angegeben werden. Im allgemeinen rechnet man für Öl-, Schmier-, Dichtungs- und Putzmaterial 3÷4 M. bei größerem, 4÷6 M. bei kleinerem Kraftwerk pro KW-Gesamtleistung der vorhandenen Maschinen. Bei Dampfturbinen sind diese Beträge geringer, bei Gasmaschinen höher. Für elektrische Maschinen, Transformatoren, Ölschalter u. dgl. genügt in der Regel ein geringer Betrag, den man etwa zu 10÷20% des Betrages für die Antriebsmaschinen annehmen kann.

Über Ausbesserungen und Instandhaltung ist bereits bei den Abschreibungen gesprochen worden. Unter der Voraussetzung guter Betriebsleitung kann man zumeist mit den in Tab. XXXI, Rubrik b) angegebenen Werten auskommen. Da die Reparaturen mit Ausnahme an den Leitungsanlagen, an den maschinellen Einrichtungen in den ersten Betriebsjahren zumeist sehr geringe Ausgaben verursachen, der hierfür in Ansatz gebrachte Betrag bei der Abschreibung also nicht aufgebraucht wird, so steht die Summe in späteren Betriebsjahren zur Verfügung. Die Leitungsanlagen erfordern die größten Ausgaben für Reparaturen in den ersten Betriebsjahren durch Auswechslung bei der Montage beschädigter Isolatoren, durch Ausästungen der Strecken, Leitungsbrüche usw., da trotz sorgfältigster Aufsicht die Montage nicht fehlerfrei ausgeführt werden kann. Das Auffinden fehlerhafter Isolatoren kann durch Prüfung der Leitungen mit höherer als der Betriebsspannung beschleunigt werden, doch wird dadurch nur ein Teil der in den ersten Jahren vorhandenen Fehler beseitigt.

Verwaltung und Betriebspersonal. Diese jährlichen Ausgaben müssen geschätzt werden, und zwar geht man dabei derart vor, daß man aus ähnlichen Betrieben die jährlichen Gehälter und Löhne feststellt und sich ein Bild darüber macht, ob infolge des Charakters der ganzen Anlagen z. B. mit der gleichen Zahl von Monteuren, Automobilen usw. ausgekommen werden kann.

In die Verwaltungskosten sind auch alle Ausgaben für Wohnungen, Bureaus, Schreibutensilien, Reinigung, Beleuchtung, Beheizung, Gratifikationen und Unvorhergesehenes einzuschließen.

Diese Betriebskostenberechnung ist nun weiter auch auf den elektrischen Teil auszudehnen, so daß sich daraus schließlich die Selbstkosten für die erzeugte KW-Stunde ergeben. Selbstverständlich müssen bei Vergleichsberechnungen zwischen Konkurrenzofferten vollständig übereinstimmende Voraussetzungen für alle Teile der Anlage zugrunde gelegt werden, wozu auch gehört, daß die Antriebsmaschinen die gleichen Drehzahlen besitzen, da anderenfalls die Preise der Generatoren andere sind. Auch hinsichtlich letzterer müssen die elektrischen Daten wie Leistung, Spannungsänderung usw. übereinstimmen. Ist das nicht der Fall, so ist eine Umrechnung auf gleiche Verhältnisse mit entsprechender Preisbewertung vorzunehmen. Hier ist das auf S. 275 über den Preis oder das Gewicht der Generatoren pro elektrische Leistungseinheit Gesagte zu beachten.

Zu den so ermittelten Betriebsausgaben, aus denen sich der Selbstkostenpreis der erzeugten KW-Stunde ergibt, kommen nun, wie auf S. 570 gesagt, weiter noch die Ausgaben für die Deckung der Verluste in den Leitungen und Transformatoren bis zu den Stellen, an denen der Zähler der Abnehmer eingeschaltet ist.

Bei der Ermittelung der Jahresverluste (des Jahreswirkungsgrades) ist zu beachten, daß sie in zwei Teile zerfallen, und zwar in die vorübergehenden und in die ständig vorhandenen. Die ersten sind die Ohmschen Verluste, die beim Stromdurchgange durch die Leitungen usw. entstehen und im Wirkungsgrade der einzelnen Teile zum Ausdrucke kommen. Diese mit der Zahl der Benutzungsstunden multipliziert geben die von den Maschinen über die Nutzleistung zu erzeugenden KW-Stunden.

Unter die ständigen Verluste fallen alle Leerlaufsverluste, die in den Transformatoren (I. Bd., S. 201), in den Freileitungen durch Ableitung und Ausstrahlung und in den Kabeln (S. 270) vorhanden sind.

42. Ausgeführte Anlagen.

a) Kraftwerk mit Dampflokomobilenbetrieb. Die hier beschriebene Anlage ist von der Firma Heinrich Lanz, Mannheim, für die Spateisensteingrube Merény (Ungarn) ausgeführt worden.

Zur Erzeugung des für den Grubenbetrieb erforderlichen elektrischen Stromes wurden als Betriebsmaschinen Lanzsche Heißdampf-Verbund-Lokomobilen mit Ventilsteuerung System Lentz gewählt.

Wie die Fig. 465 bis 467 erkennen lassen, enthält das Maschinenhaus (17 m lang, 8 m breit, mit gewölbter Eisenbetondecke) zwei je unmittelbar gekuppelte Lokomobil-elektrische Maschinensätze. Die allgemeine Anordnung geht aus den Abbildungen hervor.

Die Kessel für 12 Atm. Betriebsspannung sind ausziehbare Röhrenkessel. Zur Reinigung der Siederohre von Ruß ist ein Dampfstrahl-Rohrbläser vorgesehen, welcher Heißdampf von der Feuerung her, also mit der Zugrichtung, durch die Rohre bläst und diese in wenigen Minuten reinfegt. Der Planrost ist für die Höchstleistung der Maschine bemessen. In die Rauchkammer ist ein Überhitzer eingebaut.

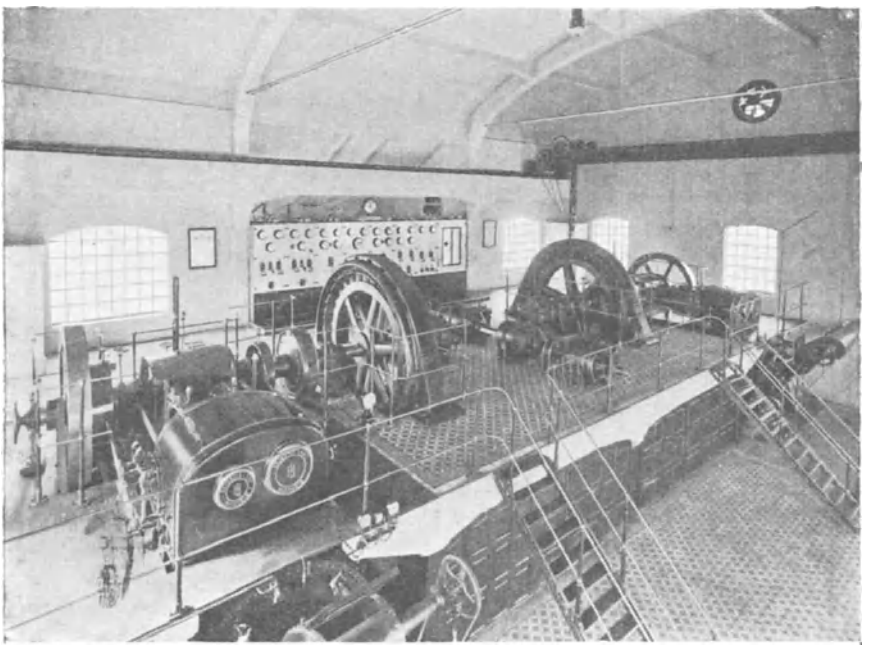


Fig. 465. Ansicht der Kessel-, Maschinen- und Schaltanlage der Zentrale Merény.

Hervorgehoben sei die besondere Art der Kohlenzufuhr. Durch sich selbsttätig entleerende Hängebahnwagen wird die Heizkohle den zu beiden Seiten des Maschinenhauses angeordneten Kohlenbunkern zugebracht (Fig. 465). Aus diesen Bunkern wird die Kohle nach Bedarf durch je eine horizontale, geschlossene Transportschnecke dem eigentlichen Fülltrichter der selbsttätigen Wurffeuerung zugeführt. Über dem Fülltrichter befindet sich ein Reflexspiegel (Fig. 465), der den Stand der Kohle vom Heizerstande aus erkennen läßt, so daß die Transportschnecke bei genügend gefülltem Trichter abgestellt werden kann. In gleicher Weise selbsttätig erfolgt die Entfernung der Heizrückstände durch eine unter Flur liegende horizontale Transportschnecke. Der An-

trieb beider Schnecken geschieht durch Elektromotoren und Kettentrieb (Fig. 466).

Jede Lokomobile leistet normal 175 PS bei $187^1/_2$ Umdr./Min., maximal 240 PS bei Betrieb mit Einspritzkondensation. Bei den Abnahmeversuchen wurde in einem sechsstündigen Dauerversuche mit 185,7 PS Bremsleistung ein Dampfverbrauch von 5,10 kg und ein Kohlenverbrauch von 0,586 kg für die PS-Stunde ermittelt; garantiert waren für den Dampfverbrauch 5,25 kg und für den Kohlenverbrauch 0,60÷0,63 kg. Die Versuchsdaten waren: Mittlere Umdrehungszahl 188,8 in der Minute; Dampfdruck im Kessel 12 Atm.; mittlere Tempe-

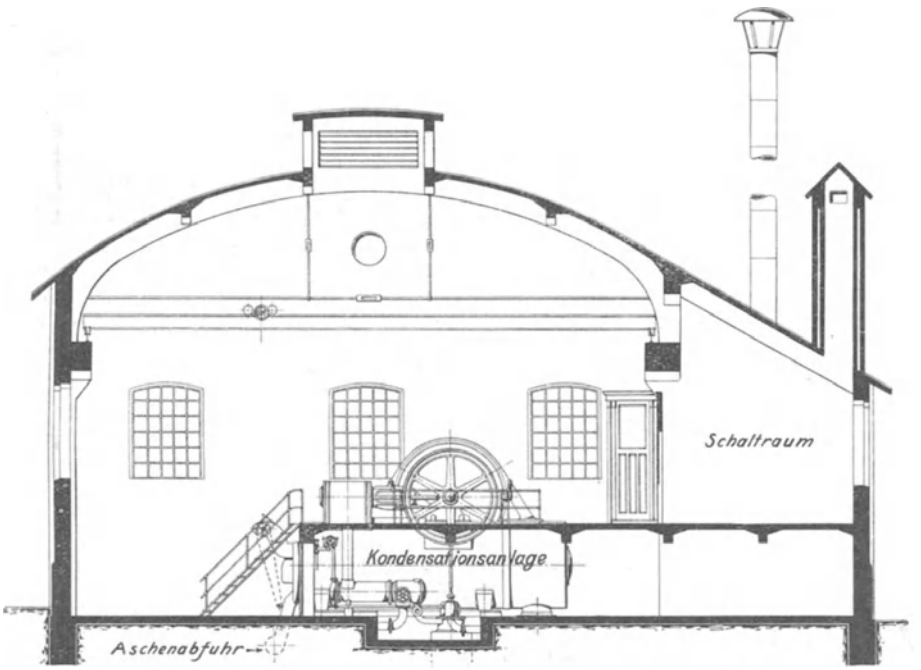


Fig. 466. Querschnitt der Zentrale Merény.

ratur des Heißdampfes am Zylinder 305° C. Ein einstündiger Versuch wurde ferner mit der maximalen Dauerleistung von 214,6 PS bei 186 Umdr./Min. ausgeführt. Die Maximalleistung wurde zu 260 PS bei 182 Umdr./Min. während 15 Minuten festgestellt.

Die Kurbelwellenlagerung jeder Maschine ruht nicht unmittelbar auf dem Kessel, sondern auf besonderen, an den Kessel angenieteten, sehr soliden, seitlichen Lagerstützen, so daß die schädlichen Einwirkungen der Kesselwärme und Dehnung auf die Lager und die Kurbelwelle ausgeschaltet sind.

Mit jeder Lokomobile ist ein Drehstromgenerator der Ung. Siemens-Schuckert-Werke von 200 KVA normaler Leistung (bei 230 Volt) direkt gekuppelt. Da die Generatorwelle für sich in zwei Lagern ruht,

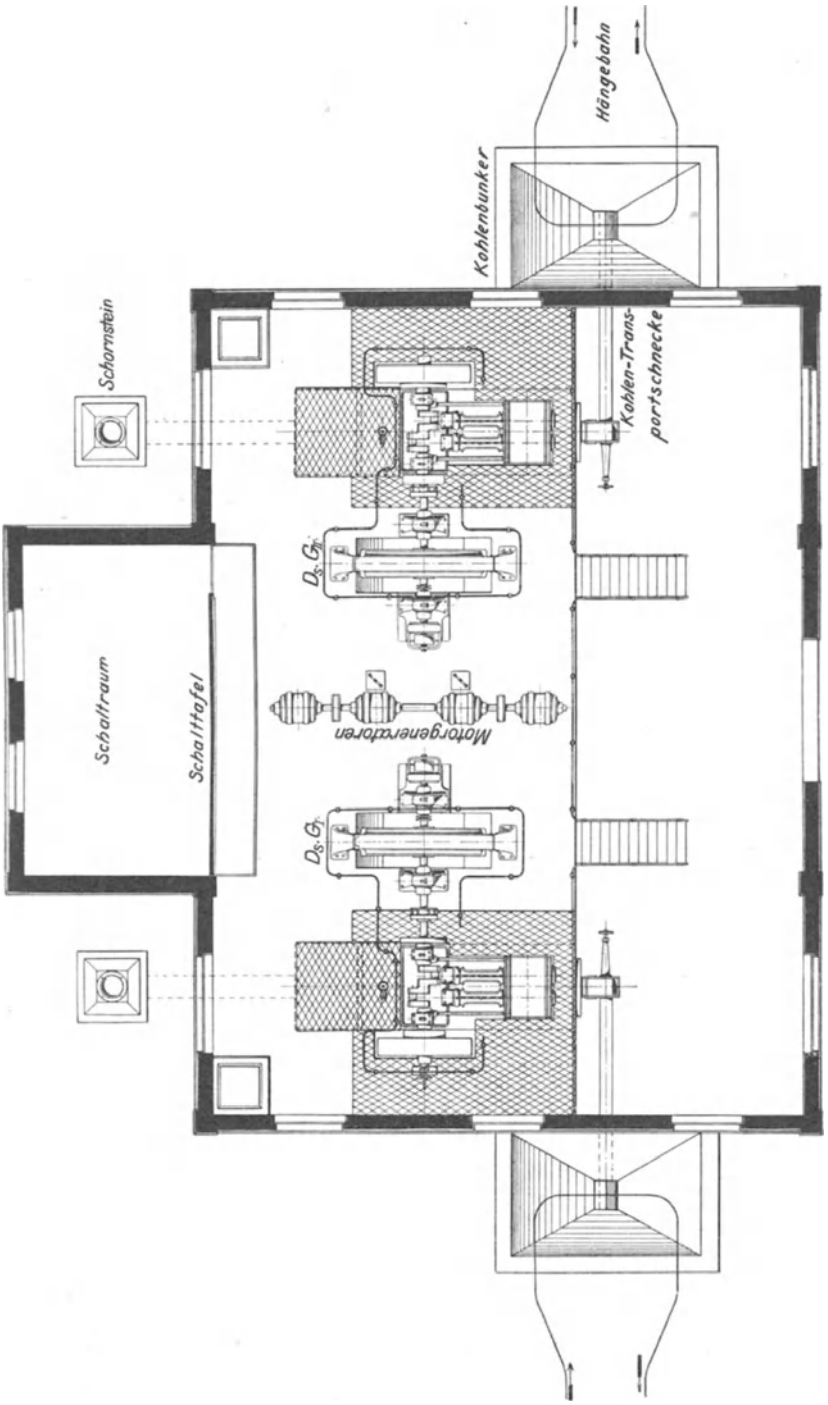
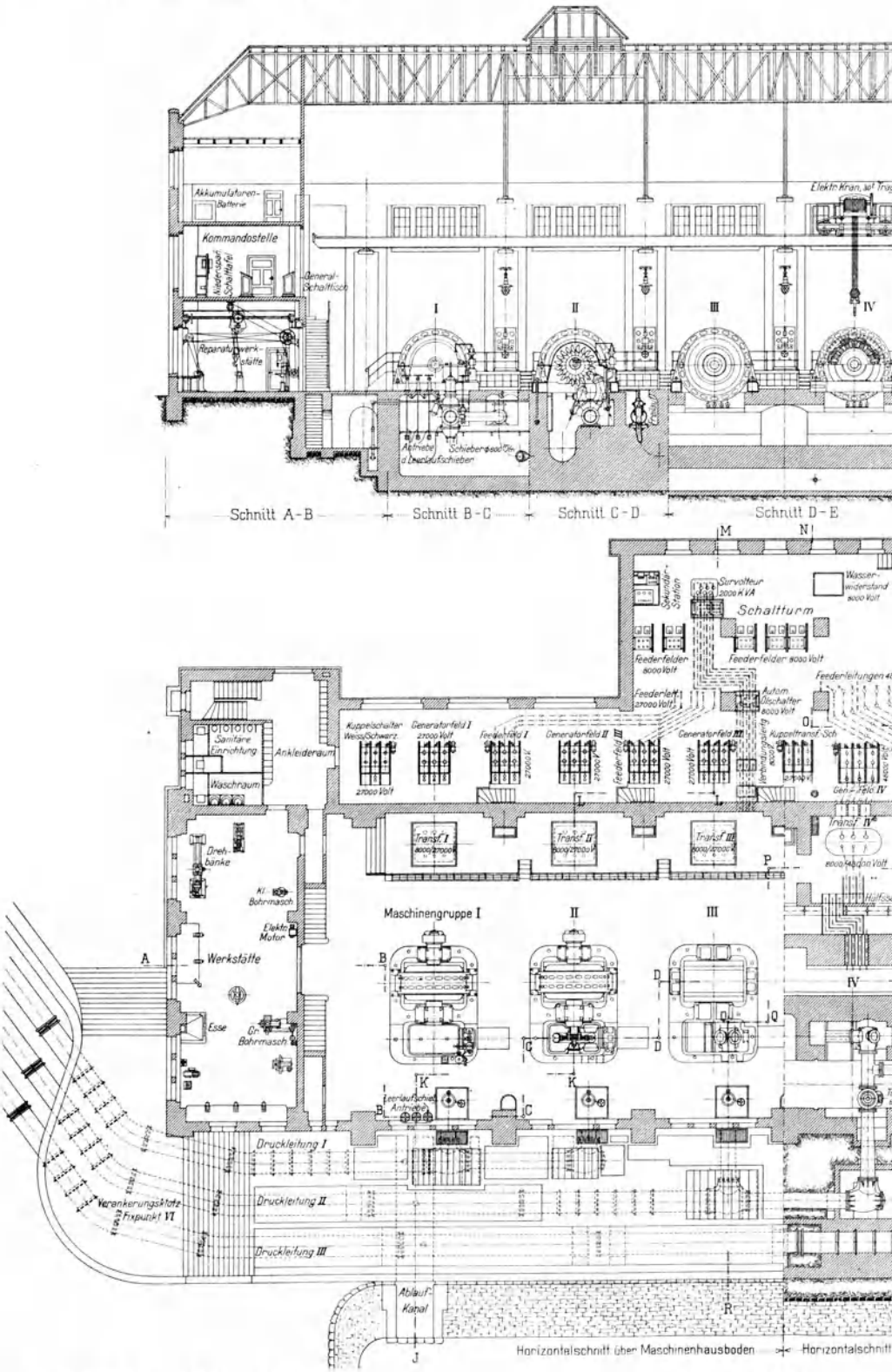
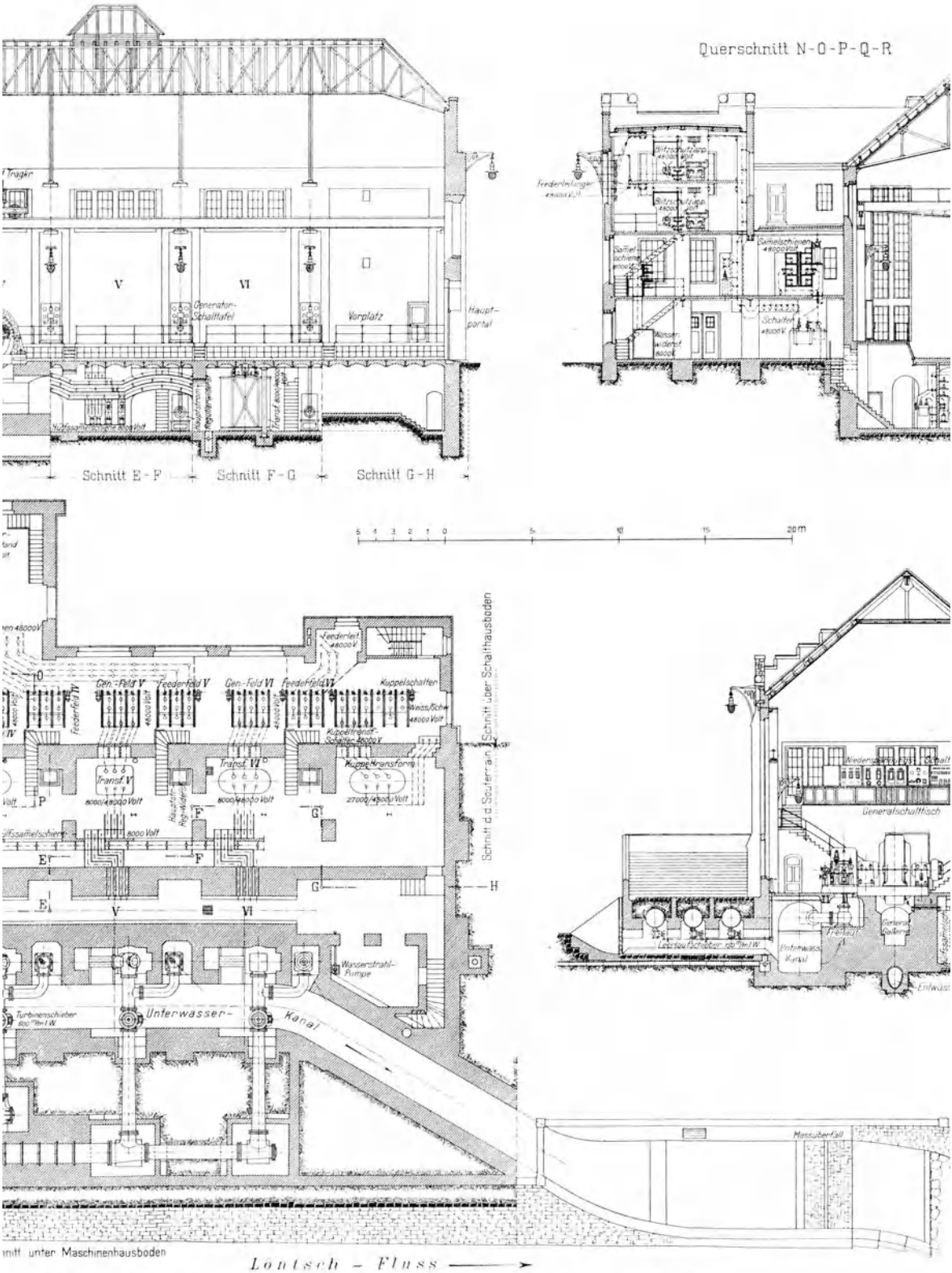


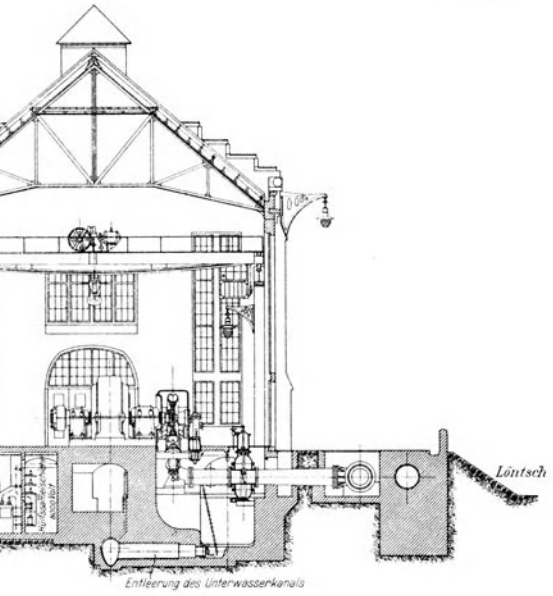
Fig. 467. Grundriß der Zentrale Merény.


Akkumulatoren-Batterie
Kommandostelle
Reparaturwerkstätte
I
II
III
IV
Schnitt A-B
Schnitt B-C
Schnitt C-D
Schnitt D-E
Schaltturm
Feederfelder 6000 Volt
Feederleitungen
Ankleideraum
Waschraum
Drehbänke
Kl. Bohrmasch.
Elektr. Motor
Werkstätte
Esse
Gr. Bohrmasch.
Maschinengruppe I
Druckleitung I
Druckleitung II
Druckleitung III
Verankerungsblock
Fixpunkt VI
Ablauf-Kanal
Horizontalschnitt über Maschinenhausboden
Horizontalschnitt

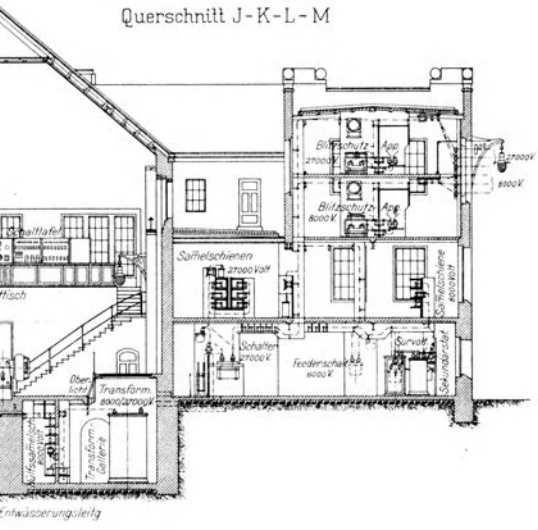


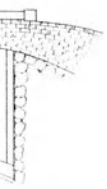
am Löntsch. Grundriß und Querschnitte des Kraftwerkes (Beschreibung siehe S. 579).

Tafel I.



Querschnitt J-K-L-M





(Aus Schweizer. Bauzeitung.)

befindet sich zwischen Generator und Lokomobilenwelle eine flexible Bandkuppelung. Die Erregermaschine sitzt fliegend auf der verlängerten Generatorwelle.

Um beide Aggregate parallelschalten zu können, ist eine Drehzahlverstellvorrichtung eingebaut; durch ein am schwungradseitigen Ende der Welle sitzendes Handrad (Fig. 465 links) kann der Lentzsche Achsenregler eingestellt und damit die Umdrehungszahl in gewissen Grenzen geregelt werden.

Der erzeugte Drehstrom von 230 Volt Spannung wird zum Teil in dem am Maschinenhause angebauten Schaltraum (Fig. 466) durch Öltransformatoren auf 5000 Volt herauftransformiert und dann den entfernt liegenden Punkten der Spateisensteingrube zum Betriebe von Gesteinsbohrmaschinen, Schmiedemaschinen usw. zugeführt. Der nicht transformierte Niederspannungsdrehstrom dient zum Antriebe von Wasserpumpen, Grubenventilatoren, einer Erzwäsche und Erzseparation, eines Aufzuges, der gesamten Werkstätte mit Schmiede und Gießerei, zum Antrieb einer 4,5 km langen Drahtseilbahn für den Erztransport von der Grube, ferner zur Beleuchtung der Grubenanlage. Ein weiterer Teil des Drehstroms wird zwei zwischen den beiden Maschinen aufgestellten Motorgeneratoren (Fig. 467) zugeführt, die den Drehstrom in Gleichstrom von 250 Volt zum Betriebe der elektrischen Grubenlokomotiven umwandeln.

Durch eine Zwischendecke ist der Heizraum vom Maschinenraume getrennt. Auf derselben ist auch die Schalttafel, und zwar so aufgestellt, daß die Maschinen bequem übersehen werden können. Ein Schraubenventilator in der Stirnwand des Maschinenhauses und eine Ventilationslaterne auf dem Dach sorgen für ausreichende Belüftung. Von dem Kesselraume führen zwei eiserne Treppen zu dem Standorte der Maschinen.

b) Das Elektrizitätswerk am Löntsch.[1]) Eine besondere, in mancher Beziehung interessante große Kraftanlage ist das von Brown-Boveri & Cie. erbaute Elektrizitätswerk am Löntsch, das ebenfalls etwas eingehender besprochen werden soll und zwar in der Hauptsache wegen der eigenartigen Ausführung der Schaltanlagen, die von der sonst üblichen Zusammenfassung aller Teile grundsätzlich abweicht. In Tafel I ist das Kraftwerk in Horizontal-, Längs- und Querschnitten abgebildet.

Das Maschinenhaus. Der Unterbau ist aus Beton hergestellt und umfaßt den Unterwasserkanal, die Maschinenfundamente und den Transformatorenraum. Der Oberbau besteht teils aus Bruchstein-, teils aus Betonmauerwerk. Er gliedert sich in den 65 m langen, 16 m breiten Maschinensaal, dem auf der ganzen Länge vorgelagerten Schalthause von 5 m Breite, zwei Flügelbauten, von denen der eine die Bureauräume, Werkstatt und eine Schaltanlage umfaßt, während in dem anderen ein Magazin und die Wohnung des Obermaschinisten untergebracht sind,

[1]) In der Schweiz. Bauzeitung, Bd. 55 und 56, ist das Elektrizitätswerk am Löntsch von J. Ehrensperger ausführlich beschrieben worden.

und schließlich in einen 17 m langen und 9 m breiten Ausführungsturm in der Mitte des Schalthauses.

Die Maschinenfundamente sind unter sich zu einem Block vereinigt. Ein Längsgang unterhalb der Generatoren dient zur Unterbringung der Maschinenkabel und gestattet deren leichte Beaufsichtigung, Reparatur usw. In der Längswand zwischen Maschinensaal und Transformatorenraum sind Öffnungen vorhanden als Verbindungsgänge zwischen dem Erdgeschoß des Schalthauses und dem Transformatorenraume, die gleichzeitig für die Belüftung des letzteren benutzt werden. Die Ventilation des Maschinensaales erfolgt durch Belüftungsöffnungen im Dach. Innerhalb des Giebels des Daches ist über die ganze Länge des Maschinenraumes eine Zwischendecke eingebaut, die vier große, von unten zu bedienende Klappen enthält. Oberhalb dieser Klappen befinden sich Ventilationstürme (Dachreiter) mit festen Jalousien. Schließlich ist noch der Laufkran von 30 t Tragkraft zu erwähnen, der elektrischen Antrieb für drei Bewegungen besitzt.

Das Schalthaus ist zweistöckig, der Ausführungsturm dreistöckig. Drei Treppen und zwei Lastaufzüge stehen für den Verkehr innerhalb des Schalthauses zur Verfügung.

Im Kraftwerke sind zur Aufstellung gekommen: 6 unmittelbar mit Peltonturbinen zusammengebaute Drehstromgeneratoren von je 6000 PS, so daß also die Gesamtmaschinenstärke 36 000 PS beträgt. Die Maschinengruppen haben horizontalliegende Wellen, besitzen nur zwei Lager und laufen mit einer Drehzahl von 375 in der Minute. Das Turbinenlaufrad ist fliegend am Ende der Generatorwelle aufgesetzt. Die Erregermaschinen sind mit den Generatoren unmittelbar zusammengebaut. Wie aus dem Schaltbilde Fig. 468 zu ersehen ist, arbeitet das Kraftwerk mit drei verschiedenen Spannungen, und zwar 8000 Volt für die nächste Umgebung, 27 000 und 48 000 Volt für die Übertragung großer Leistung auf bedeutende Entfernungen.

Jeder Generator bildet mit einem Drehstromtransformator eine in sich geschlossene Gruppe, die auf der Unterspannungsseite nur Trennschalter erhalten hat, während auf der Oberspannungsseite (27 000 bzw. 48 000 Volt) die selbsttätigen Ölschalter mit Fernsteuerung angeordnet worden sind. Auf diese besonders einfache und zweckmäßige Schaltung ist bereits auf S. 456 hingewiesen worden.

In dem Aufbau der ganzen Schaltanlage ist diese Abhängigkeit zwischen Generator und Transformator besonders zum Ausdruck gekommen und zwar, wie aus dem Horizontalschnitte des Kraftwerkes ersichtlich, dadurch, daß jeder Transformator in unmittelbarer Nähe des zugehörigen Generators aufgestellt wurde. Besonders ist dabei noch hervorzuheben, daß die im Keller des Maschinensaales untergebrachten Transformatoren von dem den ganzen Maschinensaal bestreichenden Laufkrane erfaßt werden können.

Bei der Ausgestaltung des Maschinenhauses ist ferner der Grundsatz verfolgt worden, daß die Hochspannungsschalteinrichtungen nicht wie in den bisher beschriebenen Anlagen zentralisiert, son-

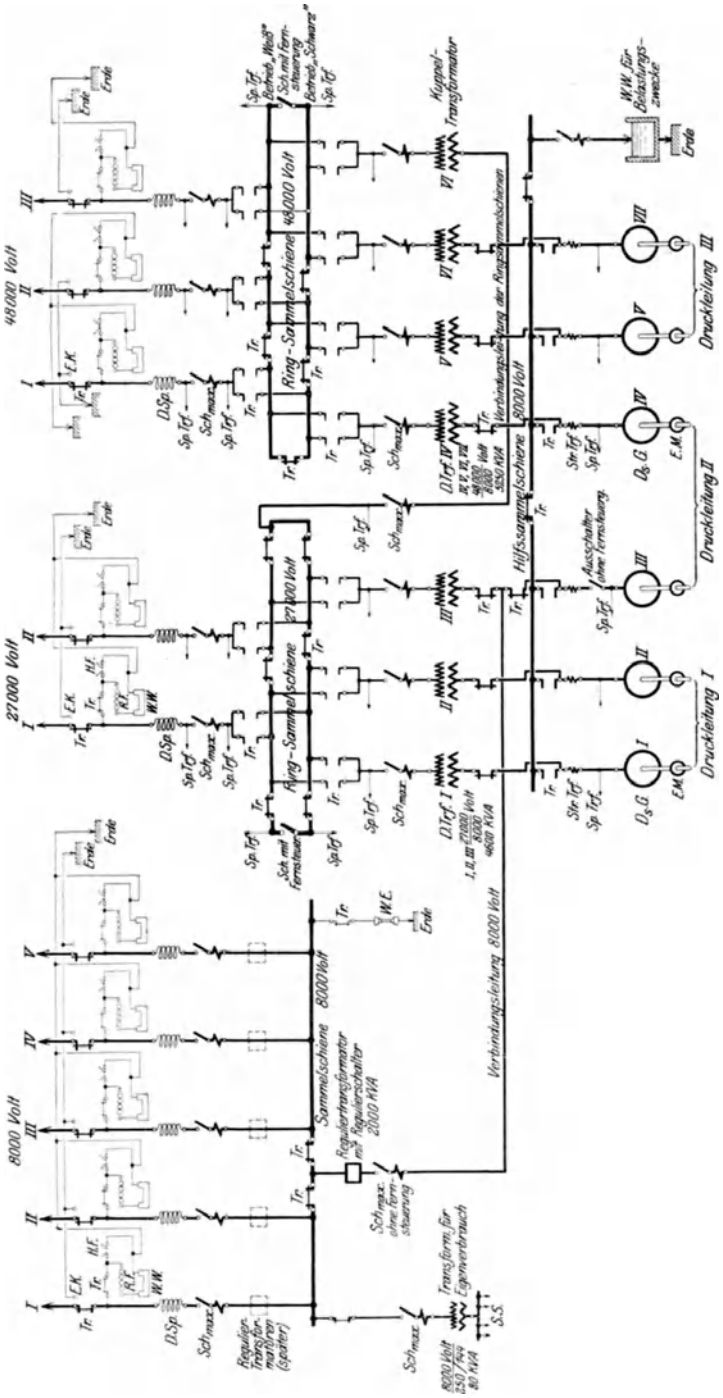


Fig. 468. Schaltplan des Elektrizitätswerkes am Löntsch (einpolige Darstellung).

dern räumlich verteilt worden sind, und zwar um eine Vereinigung von Leitungen und Apparaten zu vermeiden. Die Apparateanlagen jeder Generatortransformatorgruppe sind in deren Nähe aufgestellt, so daß die Anlage aus einer Anzahl von nebeneinander gelegenen Teilen besteht, von denen jeder gewissermaßen eine kleine Zentrale für sich bildet. Eine jede Gruppe ist also in der Lage, unabhängig von der anderen für sich die Energie zu erzeugen und abzugeben. Um indessen die Bedienung der einzelnen Apparate nicht umständlich zu gestalten, sind diejenigen Schalter, die während des normalen Betriebes öfter und schnell betätigt werden müssen, mit Fernsteuerungen ausgerüstet worden.

Auf die Ausführung der Turbinen, Generatoren und Transformatoren soll hier nicht näher eingegangen werden, indessen ist es zum Vergleich mit anderen derartigen Kraftwerken doch interessant, wenigstens die technischen Daten dieser Teile zu kennen. Es sind dieselben daher in den folgenden Tabellen zusammengestellt:

Wasserturbinen.

Lieferant Th. Bell & Cie., Kriens.

Sekundliche Wassermenge etwa 1700 Liter,
Nettogefälle 330 bis 350 m,
Leistung an der Welle 6000 bis 6500 PS,
Drehzahl: 375 in der Minute,
Fundamentierung: gußeiserne Grundplatte mit der Generatorgrundplatte zusammengeschraubt,
Wirkungsgrad: maximal 84%, normal 83%,

Generatoren und Erreger.

Stromart: Drehstrom,
Bauart: Innenpoltype,
Leistung: 5250 KVA bei $\cos\varphi = 0{,}8$,
Verkettete Spannung: 8000 Volt,
Frequenz: 50,
Spannungsgrenzen: 7900 bis 8350 Volt bei obiger Leistung,
Überlastungsfähigkeit und Temperaturerhöhung: entsprechend den Vorschriften des V. D. E.,
Gewicht eines Generators mit Erreger: 68 000 kg,
Gewicht des Rotors mit Welle: 23 500 kg,
Gewicht des Stators: 27 500 kg,
Gewicht der Grundplatte und der beiden Lager: 14 500 kg,
Schwungmoment: 55 000 kgm^2,
Wirkungsgrad bei $\cos\varphi = 1$: 96,6%,
Wirkungsgrad bei $\cos\varphi = 0{,}8$: 95,8%,
Spannungsänderung bei $\cos\varphi = 1$: 8,1%,
Spannungsänderung bei $\cos\varphi = 0{,}8$: 22,5%,
Nutenform: offen mit Verschluß durch Holzkeile,
Ständer und Läufer: zweiteilig,
Belüftung: ähnlich Fig. 444 mit am Rotor angebauten Ventilationsflügeln.
Erregermaschine angebaut,
Leistung: 45 KW,
Spannung: 200 Volt.

Transformatoren.

Gruppe I—III.

Übersetzungsverhältnis: 8000/27 000 Volt,
Normale Leistung: 4600 KVA,

Totalgewicht: 26 300 kg,
Wirkungsgrad bei $^1/_1$ Last: 98,50%,
Wirkungsgrad bei $^1/_2$ Last: 97,8%,
Spannungsabfall bei $\cos\varphi = 1$: 0,43%,
Spannungsabfall bei $\cos\varphi = 0{,}8$: 1,29%.

Gruppe IV—VI.

Übersetzungsverhältnis: 8000/48 500 Volt,
Normale Leistung: 5250 KVA,
Totalgewicht: 19 150 kg,
Wirkungsgrad bei $^1/_1$ Last: 98,95%,
Wirkungsgrad bei $^1/_2$ Last: 98,85%,
Spannungsabfall bei $\cos\varphi = 1$: 0,62%,
Spannungsabfall bei $\cos\varphi = 0{,}8$: 3,0%,
Bauart: Kerntransformatoren mit Ölisolation und Wasserkühlung,
Schaltung: primär und sekundär Stern,
Ausführung der obersten Spulen, die den Klemmen am nächsten liegen, mit besonders kräftiger Isolation.
Wicklungen gegen mechanische Beschädigungen durch Kurzschlüsse in axialer und radialer Richtung besonders abgestützt.
Übertemperatur gegenüber dem zufließenden Kühlwasser: 45 bis 50° C.
Sonstige Verhältnisse entsprechen den Verbandsnormalien.

Die Schaltanlage. Wie bereits gesagt, gliedert sich die Schaltanlage in drei Teile und zwar einen Teil für 27 000 Volt, einen Teil für 48 000 Volt und einen Teil für 8000 Volt.

Die 27 000-Volt-Anlage umfaßt die Generatortransformatorgruppen *I* bis *III*, besitzt ein durch einen Ölschalter für Fernsteuerung zu einem Ringe zu schließendes Sammelschienensystem und zwei abgehende Fernleitungen.

Die 48 000-Volt-Anlage umfaßt die Gruppen *IV—VI*, besitzt ebenfalls ein Ringsammelschienensystem mit Trennungsölschalter und drei Fernleitungen; sie kann über einen besonderen sog. Kuppeltransformator von 6000 KVA mit der 27 000-Volt-Anlage zusammengeschaltet werden.

Die 8000-Volt-Anlage arbeitet auf 5 Fernleitungen und hat nur eine einfache Sammelschiene. Für gewöhnlich wird dieser Teil der Anlage von der Gruppe *III* gespeist.

An Apparaten enthalten die 6 Generatortransformatorgruppen auf der 5000 Voltseite nur Trennschalter, während die selbsttätig wirkenden Ölschalter auf den Oberspannungsseiten der Transformatoren eingebaut sind. Diese Ölschalter sind als Dreikesselschalter ausgeführt, mit Servomotorantrieb und elektrischer Fernsteuerung ausgerüstet und besitzen je zwei Maximalstromrelais. Mit Hilfe von Trennschaltern kann diese Maschinengruppe auf den oberen oder unteren Teil des Ringsammelschienensystems geschaltet werden und arbeitet, sofern der Kuppelölschalter geöffnet ist, getrennt.

Die abgehenden Fernleitungen besitzen wiederum selbsttätige Ölschalter mit dreipoligen Maximalrelais und Drosselspulen, Wurz- und Hörnerblitzschutzapparate, erstere über Wasserwiderstände, letztere unmittelbar geerdet, und Erdungstrennschalter.

An Instrumenten sind in jedem Maschinenstromkreise vorhanden: Stromzeiger auf der 8000-Volt-Seite, Spannungszeiger auf der 27 000-

bzw. 48 000-Volt-Seite und in den Fernleitungen Spannungszeiger und Stromzeiger, sämtlich an Meßtransformatoren angeschlossen.

Die Synchronisierung der Generatoren erfolgt auf den Oberspannungsseiten der Transformatoren. Aber nicht allein die Generatorgruppen können untereinander synchronisiert werden, sondern auch die beiden Teile der Ringsammelschienensysteme, was dann notwendig ist, wenn der Zusammenschluß der beiden Sammelschienenteile durch den Kuppelschalter vorgenommen werden soll. Außerdem ist auf jeder Seite des Kuppeltransformators 27 000/48 000 Volt ein Ölschalter mit Maximalstromrelais und ebenfalls eine Synchronisiervorrichtung eingebaut.

Die 6 Generatortransformatorgruppen besitzen auf der 8000-Volt-Seite noch eine Hilfssammelschiene zum Zwecke der Prüfung der einzelnen Maschinen. Diese Hilfssammelschiene, die in der Regel nicht unter Spannung steht, enthält Trennschalter und ist über einen Stromzeiger und einen selbsttätigen Ölschalter zu einem Wasserwiderstande im Unterwasserkanal für Belastungszwecke geführt. In welcher Form und über welche Apparate die 8000-Volt-Sammelschienen mit dem Generator *III* verbunden ist, geht ebenfalls aus dem Schaltbilde eindeutig hervor. Das 8000-Volt-Netz kann außerdem, wenn ausnahmsweise alle Generatoren stillstehen, über den Transformator *III* von einem benachbarten Elektrizitätswerke (Beznau) gespeist werden. Im Stromkreise des Generators *III* liegt zu diesem Zwecke ein Hand-Ölausschalter, durch den der Generator *III* abgeschaltet wird, nachdem die Netzbelastung auf den Transformator *III* übertragen worden ist.

Der Aufbau der Schaltanlage ist in folgender Form durchgeführt worden: Sämtliche Ausschalter liegen im Erdgeschoß des Schalthauses in einer Reihe nebeneinander. Die Schalter für die abgehenden Leitungen sind jedesmal zwischen zwei Maschinentransformatorenschalter aufgestellt. Im ersten Stock des Schalthauses liegen die Sammelschienen. Die abgehenden Leitungen sind von den Schaltern weg an der Decke des Schalthauses und sodann als Steigleitungen im obersten Stockwerke des Turmes, wo sich auch die Blitz- und Überspannungsschutzapparate befinden, angeordnet.

Alle Hochspannungsschalteinrichtungen sind in Zellen aus armiertem Beton untergebracht. Es ist dabei die vollständige Phasentrennung durch die ganze Schaltanlage durchgeführt worden.

Abweichend von der sonst allgemein üblichen Zusammenfassung der gesamten Bedienungsanlage sind hier die Niederspannungsschalteinrichtungen für das Anlassen und Parallelschalten der „Generatortransformatorgruppen" getrennt, also nach dieser Richtung eine Dezentralisierung vorgenommen worden. Es sind die jeweiligen Meß- und Schalteinrichtungen auf Einzeltafeln in nächster Nähe der Maschinen auf dem Längspodium oberhalb des Transformatorenraumes angeordnet (Fig. 469). Dadurch sind Schalttafel- und Maschinenwärter unmittelbar zusammengebracht, eine Verständigung zwischen beiden beim Anlassen und Parallelschalten also gut und schnell möglich, was bei

der Zentralisierung andererseits nur durch besondere Verständigungseinrichtungen in gleich günstiger Weise hätte erreicht werden können, da der Maschinenraum verhältnismäßig sehr lang ist.

Die Bedienung der Vorrichtungen für die abgehenden Stromkreise und die Spannungsregelung ist dagegen zentralisiert und erfolgt von einer besonderen „Kommandostelle" aus, die sich auf einem 5 m über Maschinenflur an der südlichen Stirnseite des Maschinensaales gelegenen Podium befindet. Von hier aus werden die Erregerregler entweder von Hand unter Benutzung von Servomotoren mit Fernsteuerung oder selbsttätig durch Tirillregler verstellt. Letztere können von Strom und Spannung einer beliebigen 27 000 oder 48 000 Volt abgehenden Leitung abhängig gemacht werden. Jeder Tirillregler kann gleichzeitig drei Generatoren regulieren, und zwar ist die Schaltung derart getroffen, daß derselbe auf den Erregerstromkreis einer der angebauten Erregermaschinen arbeitet. Es ist aber auch möglich, jederzeit eine Maschine von Hand- auf selbsttätige Regelung und umgekehrt umzuschalten.



Fig. 469. Maschinenschalttafel einer Generator-Transformatorgruppe.

Die Meß- und Schaltapparate auf der Kommandostelle sind auf zwei Schaltpulte und eine Schaltwand verteilt, und zwar folgendermaßen:

Vorderes Schaltpult: Spannungsregelung mit je einem Generalvoltmeter und den Steuer- und Umschaltern; Maschinenfelder mit je einem Stromzeiger und je einem Steuerschalter für den Ölschalterantrieb; Felder für die abgehenden Leitungen mit je drei Profilstromzeigern und den Steuerschaltern für die Ölschalterantriebe; ferner die Apparate für das Parallelschalten der 27 000- und 48 000-Volt-Felder.

Mittleres Schaltpult: Felder für die Kupplungsschalter der 27 000- und 48 000-Volt-Betriebe, sowie diejenigen für den Kuppeltransformator.

Schaltwand: Instrumente für den hydraulischen Teil der Anlage (registrierende Manometer und Schalter zur Fernsteuerung der Drosselklappen); Tirillapparate, registrierende Spannungszeiger; Akkumulatorenbatterie mit Umformer, und Licht- und Kraftabgabe für den Eigenverbrauch des Kraftwerkes.

Von der Kommandostelle aus kann also die Arbeitsweise jedes einzelnen Gliedes der Anlage überwacht werden, und es ist infolge der Fernsteuerungen ein sofortiges Eingreifen in den Betrieb sämtlicher elektrischen Einrichtungen möglich.

An besonderen Einrichtungen sind schließlich noch vorhanden: eine Akkumulatorenbatterie von 81 Amp.-Stdn. Kapazität zur Speisung der Gleichstrommotoren für den Antrieb der Ölschalter und der Reglerwellen, der Fernsteuermagnete und der Maximalrelais. Ein Motorgenerator dient zur Aufladung der Batterie.

Die auf S. 579 bereits erwähnte Reparaturwerkstätte enthält einen 5-t-Handlaufkran, einige Werkzeugmaschinen und eine Schmiede.

Über das Zusammenarbeiten der Elektrizitätswerke Beznau und Löntsch kann noch folgendes hinzugefügt werden. Sie sind elektrisch zusammengekuppelt und zwar unter dem Gesichtspunkte, daß das Löntschwerk die Deckung der Belastungsspitzen besorgt, während das Beznauwerk eine nahezu konstante Leistung ununterbrochen erzeugt. Die zwei Kraftwerke liegen in einer, in der Luftlinie gemessenen Entfernung von rd. 85 km auseinander, und das für beide gemeinschaftliche Absatzgebiet ist bis auf eine unabhängig betriebene Leitung nach Rheinfelden in der Hauptsache derart gelegen, daß dessen Schwerpunkt nahezu in gleicher Entfernung von jeder der zwei Kraftwerke liegt. Der Strom gelangt in das Absatzgebiet bald vorwiegend von dem einen, bald vorwiegend von dem anderen Werke. Damit der Wechsel des Spannungsabfalles in den Leitungen, je nachdem der größere Teil der Energie von der Beznau oder vom Löntsch geliefert wird, nicht unzulässige Spannungsänderungen bei den Abnehmern verursacht, erfolgt die Stromverteilung im wesentlichen von einem ungefähr in der Mitte zwischen den beiden Werken gelegenen Hauptspeisepunkte aus, der in eine mit 48 000 Volt betriebene, stark dimensionierte „Verbindungsleitung" der Werke eingebaut ist.

Von diesem in Töß bei Winterthur liegenden Hauptspeisepunkte aus zweigen eine Anzahl Speiseleitungen nach den Speisepunkten ab. Zum Teil liegen diese letzteren an der für Bauzwecke nach dem Löntschwerk verlängerten, nunmehr ebenfalls eine „Verbindungsleitung" bildenden Fernleitung des Beznauwerkes, die ermöglicht, die betreffenden Speisepunkte mit 27 000 Volt auch unabhängig vom Hauptspeisepunkt in Töß unmittelbar von den Zentralen aus zu versorgen. Je nach den Belastungsverhältnissen stehen nur eine oder die beiden „Verbindungsleitungen" in Betrieb.

Die beiden Kraftwerke arbeiten in der Regel in Parallelbetrieb; das Parallelschalten erfolgt ohne Schwierigkeit und kann sowohl im Betrieb 27 000 Volt, als im Betrieb 48 000 Volt durchgeführt werden. Die

Parallelschalteinrichtungen sind derart angelegt und die Betriebsanordnungen so getroffen, daß bei Störungen in den Fern- oder Verteilungsleitungen, die eine Trennung der elektrischen Kupplung der beiden Werke verursachen, der Parallelbetrieb in der Regel innerhalb sehr kurzer Zeit wiederhergestellt werden kann.

Die Zuweisung von wechselnden, stark verschiedenen Energiemengen an beide Kraftwerke, sowie auch die Speisung des gesamten Abnahmegebietes in den Nachtstunden und an den Feiertagen seitens des Beznauwerkes bei Stillstand des Löntschwerkes oder ausnahmsweise umgekehrt, gehen anstandslos vor sich. Anläßlich von Versuchen, die zwecks Feststellung der im Oberwasserkanal des Beznauwerkes eintretenden Wasserspiegelschwankungen bei plötzlichen, bedeutenden Belastungsänderungen stattfanden, wurden rasche Belastungsverschiebungen vom Beznauwerk auf das Löntschwerk und umgekehrt vorgenommen. Beispielsweise wurde eine Belastung von rd. 3500 KW vom Löntschwerk auf das Beznauwerk innerhalb zwei Minuten verschoben, ohne daß die Vornahme dieser Schaltung im Abnahmegebiete empfunden wurde.

Zusammengefaßt geht aus den über mehrere Jahre sich erstreckenden Betriebsergebnissen der zwei Kraftwerke hervor, daß die Durchführung des dem Projekte zugrunde gelegten Gedankens, das Löntschwerk vorwiegend zur Deckung der Belastungsspitzen heranzuziehen, anstandslos möglich ist.

Sachregister.

Das Sachregister ist nur eine Ergänzung des ausführlichen Inhaltsverzeichnisses.

Ableitungsverlust 103.
Abluft 550.
Abschreibung 571.
Abspannmast (siehe auch Maste) 154, 158, 241.
Abteufanlagen 108.
Abwärmeausnutzung (siehe auch Zwischendampfentnahme) 531.
Admittanz 80.
Äußere Charakteristik (siehe auch charakteristische Kurven)
des Compoundgenerators 285.
„ Hebanschlußgenerators 283.
Akkumulatoren
Allgemeines 281, 287, 317, 349, 350, 378, 399, 429, 461, 542.
Doppelzellenschalter 305, 307, 309, 399.
Einfachzellenschalter 303, 309.
Entladung 309.
Kapazität 309.
Ladesammelschiene 304.
Ladung 281.
Mirkaschaltung 307.
Pufferbatterie 283, 308, 310.
Schaltzellen 309.
Sparschaltung 381.
Stammbatterie 309.
Zellenschalterleitungen 310, 381.
Zusatzmaschine 283, 321, 542.
Ambroin 176.
Anlagekosten, Allgemeines 108, 218, 418.
Anschlußwert 569.
Antriebsmaschinen, Allgemeines 102, 280, 298, 329, 535, 546.
Antrieb von Schaltern siehe Schalterantrieb.
Arbeitsstromschaltung 358.
Atmosphärische Entladungen (siehe auch Auffangstange, Hörnerfunkenstrecken, Ölwiderstand, Überspannung, Überspannungsschutz, Vielfachfunkenstrecken 234, 417.
Auffangstange 425.
Ausgleichseinrichtung 329, 337.
Ausgleichsleitung 286.
Ausgleichsstrom 317.
Auslösung, direkte Schalter- 357, 369.
„ , indirekte Schalter- 357, 369.
Ausnutzungsfaktor 569.
Ausschaltekurve
bei Schaltern 363, 454.
„ Sicherungen 341.
Außenleiter beim Dreileitersystem (siehe auch Dreileiteranlage) 26, 31.
Ausstrahlung (siehe auch Ableitungsverlust, Koronaverlust) 49.

Befestigung von Isolatoren (siehe auch Isolatoren) 202.
Belastbarkeit (siehe auch Dauerleistung, Überlastung, Wicklungen) 273.
Belastungscharakteristik (siehe auch charakteristische Kurven) des Hebanschlußgenerators 281.
Belüftungsöffnungen 580.
Betonmasten, Allgemeines (siehe auch Fundamentierung, Masten) 149, 155, 174, 215, 239.
Betriebsausgaben 1, 570.
Betriebsstoff 572.
Betriebsstundenzahl 569.
Betriebstelephon (siehe auch Telephonanlagen) 251, 402.
Biegungsmoment (siehe auch Masten) 244.
Bindedraht 230.
Blitzschutzseil (siehe auch Kupferpanzerstahl, Hohlseil, Überspannung, Überspannungsschutz) 158, 199, 425.
Bogenlampen 4, 7, 279.
Bouchereverfahren (siehe auch Masten) 142.
Büschelentladung (siehe auch Isolatoren, Koronaverlust) 181.

Charakteristische Kurven (siehe auch Ausschaltekurven bei Schaltern, äußere, Belastungs-, Leerlaufs-, Kurzschlußcharakteristik)
für Compoundgenerator 284.
„ Entladung einer Akkumulatorenbatterie 308, 322.

Charakteristische Kurven
für Ladung einer Akkumulatorenbatterie 308.
„ Hebanschlußgenerator 281.
„ Pufferbetrieb 322.
„ Wechselstrom-Asynchrongenerator 299.
„ Wechselstrom-Synchrongenerator 297.
Chunt (siehe Hebanschluß) 385.
Compoundgenerator 304.
Compoundwicklung 319.

Dämpfung bei Meßinstrumenten 384.
Dämpfungswirkung der Leitungen 351, 447, 448.
Dauerleistung 273.
Deltaisolator (siehe auch Isolatoren) 190.
Dielektrikum 49, 78.
Dielektrischer Verlust (siehe auch Kabel) 267.
Doppelmaschinen 538.
Doppelsammelschienen 435, 493, 512, 517.
Doppelzellenschalter (siehe auch Akkumulatoren) 305, 307, 309, 399.
Drehmagnet 375.
Dreieckschaltung 42.
Dreikesselschalter 352.
Dreileiteranlage (siehe auch Mittel-Nullleiter) 11, 534.
Drosselklappe 558.
Druckbeanspruchung
bei Isolatoren 178, 179.
„ Masten 242.
Druckhöhe 564.
Druckmesser 559, 564.
Druckstrebe (siehe auch Masten) 246.
Dunkelschaltung 438.
Durchbruchspannung (siehe auch Koronarverlust) 73.
Durchführungsisolator 498.
Durchgehen der Maschinen 275, 531.

Einankerumformer (siehe auch Synchronmotor, Umformeranlagen) 301.
Einfachzellenschalter (siehe auch Akkumulatoren) 303, 309.
Eingrabungstiefe bei Masten (siehe auch Fundamente) 249.
Einleiterkabel 250, 253, 258.
Einphasengenerator 294.
Eisenmaste, Allgemeines 149, 174, 215, 235, 259.
Entladung, Dunkle- 409.
Erddruck 249.
Erdleitung (siehe auch Blitzschutzseil) 167, 235, 425.
Erdschluß 348.
Erdstrom 252.
Erdung, Allgemeines 417, 425, 463.
beim Drehstromsystem 181.
„ Dreileitersystem 28.
Erregermaschine 542.
Erregung (siehe auch Fremderregung) 275, 293, 295, 318, 378, 435, 446, 451.

Ferneinschaltung 345.
Fernleitung (siehe auch Freileitung, Kabel) 2, 90, 351, 358, 386, 448.
Fernthermometer 559.
Festigkeit (siehe auch Biegungs-, Druck-, Knickbeanspruchung, Eingrabungstiefe, Fundament)
bei Bindemitteln 239.
„ Betonmasten 239.
„ Eisenmasten 240.
„ Hölzern 239.
„ Isolatoren 175.
„ Steinen 239.
Filteranlage 564.
Flußkabel (siehe auch Kabel) 236, 255.
Freiauslösung 347, 357, 371.
Freileitung, Allgemeines (siehe auch Fernleitung) 339, 351, 353, 358, 408.
Fremderregung 308.
Frequenz 50, 265, 386, 399, 537.
Frequenzmesser 394, 435.
Frischluft 547, 549, 550, 553.
Fundament
bei Betonmasten 169.
„ Eisenmasten 152, 158, 162.
„ Holzmasten 150, 249.
„ Masten, allgemein 216.

Galvanisieren von Masten 164.
Gasmotor 298, 523.
Geräuschbildung bei Maschinen 276, 546, 549.
Geschwindigkeitsmesser 559, 562.
Gewichtsziffer 184.
Gittermasten 153.
Glasisolator 176.
Glasur bei Isolatoren 217.
Gleitfunken 181, 183, 191, 203.
Glimmentladung 181.
Glimmlicht (siehe auch Ausstrahlung, Koronaverlust) 183.
Gouldkupplung 227.
Grubenanlagen 187, 402, 490.
Güteziffer 184.

Hängeisolatoren (siehe auch Isolatoren, Maste) 62, 67, 151, 157, 162, 235.
Hanfschnur
bei Leitungen 114.
„ Schutznetzen 219.
Hauptleitungen 185.

Hausanschluß 10.
Hellschaltung 437.
Hewletisolator 204.
Hilfskontakt 379, 441.
Hilfssammelschiene 376, 461, 584.
Hörnerableiter mit Relais 421.
Hörnerfunkenstrecke 420.
Holzgestänge 130.
Holzkonstruktionen 147.
Holzmaste (siehe auch Maste) 130, 154, 170, 227, 238, 417, 425.

Impedanz 59.
Imprägnierung 141.
Induktanz 52.
Induktion, Gegenseitige 52.
„ Selbst- 52.
Innenpoltype 287.
Instandhaltung 574.
Isolatoren
Allgemeines 70, 151, 157, 171, 173, 216, 217, 231, 236.
Ambroin 176.
Befestigung von 202.
Bindedraht 230.
Büschelentladung 181.
Deltaform 190.
Druckbeanspruchung 178, 179.
Durchführungs- 498.
Gewichtsziffer 184.
Glas- 176.
Glasur bei 217.
Gleitfunken bei 181, 183, 191, 203.
Glimmentladung bei 181.
Glimmlicht 183.
Güteziffer 184.
Hängende 62, 67, 151, 157, 162, 235.
Hewletform 204.
Kammerform 196.
Kitt für 207.
Metalldach 194, 198, 210.
Porzellan 176.
Randziffer 184.
Rillenform 196, 506.
Rosenthal- 196.
Stützen 164, 191, 236, 417.
Träger 158, 202, 227.
Überschlagsspannung 183.
Jahresbelastungskurve 569.
Jahresleistung 569.
Jahresverlust 575.
Jahreswirkungsgrad
bei Kabeln 267.
des Kraftwerkes 538, 575.

Kabel
Allgemeines 109, 226, 301, 318, 348, 378, 425, 451.
Dielektrischer Verlust 267.
Kabel
Einleiter- 250, 253, 258.
Fernleitungen 2, 90, 351, 358.
Fluß- 236, 255, 386, 448.
Frequenz 50, 265, 386, 399, 537.
Graben 258.
Isolation 251.
Kapazität 256, 264.
konzentrische 250.
Prüfdraht 251.
Segment- 256.
Sektor- 256.
Strombelastung 15, 17, 40.
Schacht- 254.
Schutzkasten 252.
Verlegung 17, 30, 226.
verseilte 251.
Wirkungsgrad 270.
Kammerisolator 196.
Kanäle für Belüftung 550.
Kapazität 81, 318.
bei Akkumulatoren 309.
Phasenverschiebung bei 32.
Suszeptanz 80, 82, 86.
Karbidanlagen 51.
Kitt für Isolatoren 207.
Klemmverbindungen 231.
Knickbeanspruchung 243.
Kompensationsdrosselspule 271.
Kompensationswicklung 278.
Koronaverlust 103.
Kreosotieren von Masten (siehe auch Masten) 144.
Kupfer, halbhart 114.
hart 114, 229.
weich 114.
Kupferpanzerstahl 51.
Kupfervitriolverfahren 142.
Kupplung bei Maschinen 276.
Kupplungsschalter 443, 452, 458, 518.
Kupplungstransformator 583.
Kurbelantrieb (siehe Schalterantrieb).
Kurvenform 291, 386.
Kurzschlußcharakteristik 297.
Kurzschlußkontakt 359.
Kurzschlußleistung 351.
Kurzschlußstrom 447.
Kyanisieren von Masten (siehe auch Masten) 142.

Ladesammelschiene 304.
Ladungsstrom 80, 82, 102, 264.
Ladung von Akkumulatoren 281.
Lager bei Maschinen 294.
Leerlaufscharakteristik (siehe auch charakteristische Kurven)
des Compoundgenerators 284.
„ Hebanschlußgenerators 281, 321.
„ Synchrongenerators 297, 317.

Leistung
der Antriebsmaschine 92, 95.
„ Generatoren 92, 95, 425.
Leistungsfaktor 35, 37, 39, 89, 90.
Leistungsverlust
bei Gleichstrom- 30.
„ Wechselstrom- 33, 34, 89.
Lebensdauer
von Betonmasten 165.
„ Eisenmasten 164.
„ Holzmasten 146.
„ Maschinen 541.
Leitungen isolierte 125, 129.
Leitungsjoch (siehe auch Masten) 160.
Leitungsverlegung, Allgemeines 55, 60, 84.
Leuchtspannung 76.
Luftfilter 554.
Lyratraverse 174.

Maschinenanlage 92, 435, 544.
Maschinenbelüftung 543.
Maschinenhaus 275, 277, 402, 479, 484, 494.
Maschinensignalapparat 402.
Masten
Abspann- 154, 158, 241.
Abstand 153, 243.
Allgemeines 55, 125, 131, 202, 210, 236.
Anschlußschalter 235.
Auffangstangen 425.
Beton- 149, 155, 174, 215, 239.
Biegungsmoment 244.
Druckbeanspruchung 242.
Druckstrebe 246.
Eingrabungstiefe 249.
Eisen- 149, 174, 215, 235, 259.
Erddruck 249.
Formen 139.
Fundament siehe dieses.
Gitter- 153.
Holz- 130, 147, 154, 170, 227, 238, 417, 425.
Imprägnierung 141, 142, 144.
Knickbeanspruchung 243.
Lebensdauer 146, 164, 165.
Leitungsjoch 160.
Rohr- 153, 166.
Saxoniamast 167, 239.
Schleuderverfahren 166.
Schutzgitter 215.
Stockschuh 150.
Stockschutz 144.
Trag- 154, 160, 241.
Tragverankerung 235.
Widerstandsmoment 245.
Zuganker 246.
Metalldach bei Isolatoren 194, 198, 210.
Metallhörner 341.
Metallschirm siehe Metalldach.
Mickaschaltung 307.
Mittelleiter (siehe auch Nulleiter)
Erdung des 28.
bei Gleichstrom 26.
„ Zweiphasenstrom 41.

Nebenleitungen 185.
Nebenschluß 385.
Nietverbinder 229.
Nulleiter (siehe auch Mittelleiter)
beim Dreileitersystem 26.
„ Drehstromsystem 42, 44, 181.
Nutenformen 288.
Nutzleistung bei Generatoren 294.

Öl 342, 354.
Ölbrand 354, 422, 494.
Ölschalter, allgemein 217.
Ölwiderstand 422.
Ozonbildung 201.

Paneelschalttafel 474, 476.
Parallelbetrieb
bei Gleichstrom 348, 349, 350.
„ Wechselstrom 362, 447.
Parallelschalten
bei Compoundgeneratoren 286.
„ Gleichstromgeneratoren 428.
„ Wechselstrom-Asynchrongeneratoren 299.
„ Wechselstrom-Synchrongeneratoren 339, 401, 450.
Pendeln
bei Compoundgeneratoren 286.
„ Wechselstromgeneratoren 317, 364.
Permeabilität 51, 53.
Phasenmesser 395.
Pneumometer 562.
Porzellan 176.
Porzellanrohre 507.
Pressung 549.
Profilinstrumente 474.
Prüfdraht bei Kabeln 251.
Pufferbatterie 283, 308, 310.
Pumpwerke 108.

Quecksilbersublimatverfahren (siehe auch Masten) 142.

Randziffer (siehe auch Isolatoren) 184.
Raumtemperatur 543.
Reaktanz 54.
Regulator der Antriebsmaschine 298.
Regulatorpendelung 277.
Reparatur (siehe Instandhaltung).
Rillenisolator 196, 506.

Ringleitung 21, 214, 454, 522.
Rohrmaste (siehe Maste) 153, 166.
Rollenfunkenstrecke 419.
Rosenthalisolator 196.
Rücklaufhemmung 399.
Rüpingverfahren (siehe auch Maste) 144.
Ruhestromschaltung 358.

Sammelschienen, Allgemeines 51, 503.
Saxoniamast 167, 239.
Schachtkabel 254.
Schaltanlagen, Allgemeines 353, 386, 401, 482, 579.
Schalterantrieb 216, 356, 370, 379, 515.
Schaltpult 387, 515, 585.
Schaltsäule 405, 470, 515.
Schaltstange 216.
Schalttafel 363, 369.
Schalttafelleitungen 51, 484.
Schaltzellen 309, 496.
Schleuderverfahren (siehe auch Maste) 166.
Schutzgitter bei Masten 215.
Schutzkasten bei Kabeln 252.
Schutznetz 217.
Schutzring bei Isolatoren 198, 217.
Schutzschalter 449.
Schwingungen freie 412, 413.
Schwunggewicht 282.
Segmentkabel 256.
Seilschloß 230.
Sektorkabel 256.
Selbstinduktion, Phasenverschiebung bei 32.
Selbstinduktionskoeffizient 53.
Selektivwirkung bei Relais 367, 452.
Shackleisolator 211.
Signalkontakt 345.
Signallampe 335, 345, 375.
Skineffekt 33.
Spannungsabfall 8, 35, 52, 59, 65.
Spannungsänderung 273, 295.
Spannungsfaktor 185.
Spannungsgradient 73, 261.
Spannungsregelung 103, 537, 585.
Spannungsschwankungen, Ausgleich von 11.
Spannungssicherung 397.
Spannungsverlust
bei Gleichstrom 1, 2, 10, 20, 24.
„ Wechselstrom 33, 34, 48.
Spannweite 156.
Sparverfahren für Mastimprägnieren (siehe auch Masten) 144.
Spitzenbelastung 570, 586.
Spreealuminium 120.
Stahlseil (siehe auch Blitzschutzseil) 121.
Stammbatterie 309.
Steigleitung 23.
Sternschaltung 44.
Stockschutz (siehe auch Masten) 144.
Straßenüberführung 132.
Streckenschalter 235.
Strombelastung von Leitungen 11, 15, 42.
Stromdichte 50.
Strompreise, Allgemeines 90, 103.
Stromrichtungsanzeiger 390.
Stromverluste bei Isolatoren 183, 190, 211.
Stützisolatoren (siehe auch Isolatoren) 151, 157, 164, 202, 233, 508.
Suszeptanz 80.
Symmetrische Leiteranordnung 60.
Synchronmotor (siehe auch Umformeranlagen) 35, 318, 372.
Synchronoskop 439, 515.

Tauerscheinung bei Maschinenbelüftung 558.
Teerölverfahren (siehe auch Masten) 144.
Telegraphenleitungen 69, 171, 218, 226.
Telephonleitungen siehe Telegraphenleitungen.
Tilgung 571.
Tragmaste (siehe auch Maste) 154, 160, 241.
Transformator, allgemein 44, 102, 351, 358, 373, 449.
Transformatoranlagen 110, 338.
Transporteinrichtung für Ölschalter 500.
Traversen siehe Isolatoren, Isolatorträger.
Trennschalter 441, 491, 499.
Turbogeneratoren 277, 287, 288, 293, 545, 552.

Überlandzentralen 337, 353, 398, 440.
Überlastbarkeit von Generatoren 273, 295, 449.
Überschlagsspannung 183, 341, 342, 344, 380, 393, 497.
Überspannung
Allgemeines 50, 234.
äußere 408, 410.
innere 408, 412.
ruhende 408, 410.
schwingende 408, 410.
Überspannungsschutz 164, 187, 236, 353, 505, 519.
Umformeranlagen 338, 372, 449, 483, 539, 542.
Ungleichförmigkeitsgrad 297, 530.
Unsymmetrische Leiteranordnung 60.
Unterhaltungskosten 103, 164, 220.
Unverketteter Zweiphasenstrom 40.

Ventilator 293, 544, 551, 565.
Verankerung (siehe auch Masten) 235.
Verdrillung 63, 65, 67, 68, 88.
Verketteter Zweiphasenstrom 41.
Verriegelung 491.
Vertikalmaschine 548.
Verzinsung 570.
Vielfachaufhängung von Leitungen 221.
Vielfachfunkenstrecke (siehe auch Überspannungsschutz) 419.
Vierleiter bei Drehstrom 349.
Vogelschutz 229, 233, 418.

Wärmequellen 541.
Walzenfunkenstrecke 419.
Wandschalttafel 472, 476.
Warnungsschilder 229.
Wasserkraftanlagen, Allgemeines 525, 553, 570.
Wasserwiderstand (siehe auch Überspannungsschutz) 422.
Wattleistung 100.
Wattlose Leistung 100.
Wattloser Strom 36.
Wattstrom 36, 71.
Wendepole 278.
Wicklung
bei Generatoren 289, 341, 413, 451.
„ Transformatoren 413, 414, 451, 466.
Widerstandshöhe 564.
Widerstandsmoment (siehe auch Maste) 245.
Wirkungsgrad
bei Generatoren 274, 550.
„ Kabelanlagen 270.
„ Leitungsanlagen 3.
„ Schaltanlagen 386.
Wirtschaftlichkeit 268, 329, 418, 571.
Würgeverfahren 229.

Zeitsicherung 365.
Zellenanlage 496, 501.
Zellenschalterleitung 310, 381.
Zentrifugalkontakt 323.
Zuganker (siehe auch Masten) 246.
Zugmagnet 375.
Zusatzmaschine 283, 321, 542.
Zweileitersystem 533.
Zweiwattmeterschaltung 373.
Zwischendampfentnahme (siehe auch Abwärmeausnützung) 528.

Im Jahre 1912 erschien:

Die elektrische Kraftübertragung. Von Obering. Dipl.-Ing. **Herbert Kyser.**

Erster Band: **Die Motoren, Umformer und Transformatoren.** Ihre Arbeitsweise, Schaltung, Anwendung und Ausführung. Mit 277 Textfiguren und 5 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 11.—.

Die Wechselstromtechnik. Herausgegeben von Dr.-Ing. **E. Arnold** † Geh. Hofrat, Professor und Direktor des Elektrotechnischen Instituts der Großherzogl. Technischen Hochschule Fridericiana zu Karlsruhe. In fünf Bänden.

Erster Band: **Theorie der Wechselströme.** Von J. L. la Cour und O. S. Bragstad. Zweite, vollständig umgearbeitete Auflage. Mit 591 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 24.—.

Zweiter Band: **Die Transformatoren.** Ihre Theorie, Konstruktion, Berechnung und Arbeitsweise. Von E. Arnold und J. L. la Cour. Zweite, vollständig umgearbeitete Auflage. Mit 443 Textfiguren und 6 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 16.—.

Dritter Band: **Die Wicklungen der Wechselstrommaschinen.** Von E. Arnold. Zweite, vollständig umgearbeitete Auflage. Mit 463 Textfiguren und 5 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 13.—.

Vierter Band: **Die synchronen Wechselstrommaschinen.** Generatoren, Motoren und Umformer. Ihre Theorie, Konstruktion, Berechnung und Arbeitsweise. Von E. Arnold und J. L. la Cour. Zweite, vollständig umgearbeitete Auflage. Mit 530 Textfiguren und 18 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 22.—.

Fünfter Band: **Die asynchronen Wechselstrommaschinen.**

Erster Teil: **Die Induktionsmaschinen.** Von E. Arnold, J. L. la Cour und A. Fraenckel. Mit 307 Textfiguren und 10 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 18.—.

Zweiter Teil: **Die Wechselstromkommutatormaschinen.** Ihre Theorie, Berechnung, Konstruktion und Arbeitsweise. Von E. Arnold, J. L. la Cour und A. Fraenkel. Mit 400 in den Text gedruckten Figuren, 8 Tafeln und dem Bildnis E. Arnolds. In Leinwand gebunden Preis M. 20.—.

Die Gleichstrommaschine. Ihre Theorie, Untersuchung, Konstruktion, Berechnung und Arbeitsweise. Von Professor Dr.-Ing. **E. Arnold** † (Karlsruhe). In 2 Bänden.

I. **Theorie und Untersuchung der Gleichstrommaschine.** Zweite, umgearbeitete Auflage. Mit 593 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 20.—.

II. **Konstruktion, Berechnung und Arbeitsweise der Gleichstrommaschine.** Zweite, vollständig umgearbeitete Auflage. Mit 502 Textfiguren und 13 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 20.—.

Elektrische Starkstromanlagen. Maschinen, Apparate, Schaltungen, Betrieb. Kurzgefaßtes Hilfsbuch für Ingenieure und Techniker sowie zum Gebrauch an Technischen Lehranstalten. Von Dipl.-Ing. **Emil Kosack,** Oberlehrer an den Königl. Vereinigten Maschinenbauschulen zu Magdeburg. Zweite, erweiterte Auflage. Mit 290 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 6.—.

Hilfsbuch für die Elektrotechnik. Unter Mitwirkung namhafter Fachgenossen bearbeitet und herausgegeben von Dr. **K. Strecker,** Geh. Oberpostrat und Professor. Achte, umgearbeitete und vermehrte Auflage. Mit 800 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 18.—.

Kurzes Lehrbuch der Elektrotechnik. Von Dr. **A. Thomälen,** Elektroingenieur. Sechste, verbesserte Auflage. Mit 427 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 12.—.

Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik. Von Prof. Dr. **Gustav Benischke.** Dritte, teilweise umgearbeitete und vermehrte Auflage. Mit 551 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 15.—.

Die normalen Eigenschaften elektrischer Maschinen. Ein Datenbuch für Maschinen- und Elektroingenieure und Studierende der Elektrotechnik. Von Dr.-Ing. **Rudolf Goldschmidt,** Privatdozent an der Technischen Hochschule in Darmstadt. Mit 34 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 3.—.

Aufgaben und Lösungen aus der Gleich- und Wechselstromtechnik. Ein Übungsbuch für den Unterricht an technischen Hoch- und Fachschulen sowie zum Selbststudium von **H. Vieweger,** Professor am Technikum Mittweida. Vierte Auflage in Vorbereitung!

Dynamomaschinen für Gleich- und Wechselstrom. Von **Gisbert Kapp.** Vierte, vermehrte und verbesserte Auflage. Mit 255 in den Text gedruckten Figuren. In Leinwand gebunden Preis M. 12.—.

Elektromotoren für Gleichstrom. Von Dr. **G. Roeßler,** Professor an der Königl. Technischen Hochschule zu Danzig. Zweite, verbesserte Auflage. Mit 49 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 4.—.

Verlag von Julius Springer in Berlin.

Der Drehstrommotor. Ein Handbuch für Studium und Praxis. Von **Julius Heubach,** Chef-Ingenieur. Mit 163 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 10.—.

Transformatoren für Wechselstrom und Drehstrom. Eine Darstellung ihrer Theorie, Konstruktion und Anwendung. Von **Gisbert Kapp.** Dritte, vermehrte und verbesserte Auflage. Mit 185 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 8.—.

Die Einphasenmotoren nach den deutschen Patentschriften. Mit Sachregister der deutschen Reichs-Patente über Einphasen- und Mehrphasen-Kommutator-Motoren. Von Dr.-Ing. **Erich Dyhr.** Mit 112 Textfiguren.
Preis M. 6.—.

Das Pendeln bei Gleichstrommotoren mit Wendepolen. Von Dr. **Karl Humburg,** Diplomingenieur. Mit 50 Textfiguren. Preis M. 2.80.

Formspulen-Wickelung für Gleich- und Wechselstrommaschinen. Von **Rudolf Krause,** Ingenieur. Mit 46 in den Text gedruckten Figuren. Preis M. 1.20.

Das elektrische Kabel. Eine Darstellung der Grundlagen für Fabrikation, Verlegung und Betrieb. Von Dr. phil. **C. Baur,** Ingenieur. Zweite, umgearbeitete Auflage. Mit 91 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 12.—.

Die wirtschaftlich günstigste Spannung für Fernübertragungen mittelst Freileitungen mit besonderer Berücksichtigung der Glimmverluste. Von Dipl.-Ing. Dr. **Helmuth Eimer.** Mit 47 Textfiguren.
Preis M. 3.60.

Beanspruchung und Durchhang von Freileitungen. Unterlagen für Projektierung und Montage. Von Dipl.-Ing. **Robert Weil.** Mit 42 Textfiguren und 3 Tafeln. Preis M. 4.—.

Die Fernleitung von Wechselströmen. Von Dr. **G. Roeßler,** Professor an der Königl. Technischen Hochschule in Danzig. Mit 60 Textfiguren.
In Leinwand gebunden Preis M. 7.—.

Zu beziehen durch jede Buchhandlung.

Geschichte des Elektroeisens mit besonderer Berücksichtigung der zu seiner Erzeugung bestimmten elektrischen Öfen. Von Dr. techn. **Oswald Meyer,** Professor an der k. k. Staatsgewerbeschule in Klagenfurt. Mit 206 Textfiguren. Preis M. 7.—; in Leinwand gebunden M. 8.—.

Elektrotechnische Meßkunde. Von Dr.-Ing. P. B. **Arthur Linker,** Hagen i. W. Zweite, völlig umgearbeitete und verbesserte Auflage. Mit 380 in den Text gedruckten Figuren. In Leinwand gebunden Preis M. 12.—.

Isolationsmessungen und Fehlerbestimmungen an elektrischen Starkstromleitungen. Von **F. Charles Raphael.** Autorisierte deutsche Bearbeitung von Dr. **Richard Apt.** Zweite, verbesserte Auflage. Mit 122 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 6.—.

Messungen an elektrischen Maschinen. Apparate, Instrumente, Methoden, Schaltungen. Von **R. Krause,** Ingenieur. Zweite, verbesserte Auflage. Mit 172 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 5.—.

Handbuch der elektrischen Beleuchtung. Bearbeitet von Oberingenieur **J. Herzog** und Professor **Cl. Feldmann.** Dritte, verbesserte Auflage. Mit 707 Figuren. In Leinwand gebunden Preis M. 20.—.

Grundzüge der Beleuchtungstechnik. Von Dr.-Ing. **L. Bloch,** Ingenieur der Berliner Elektrizitätswerke. Mit 41 Textfiguren.
Preis M. 4.—; in Leinwand gebunden M. 5.—.

Elektrotechnische Winke für Architekten und Hausbesitzer. Von Dr.-Ing. **L. Bloch** und **R. Zaudy.** Mit 99 in den Text gedruckten Figuren.
In Leinwand gebunden Preis M. 2.80.

Herstellung und Instandhaltung elektrischer Licht- und Kraftanlagen. Ein Leitfaden auch für Nichttechniker unter Mitwirkung von Gottlob Lux und Dr. C. Michalke verfaßt und herausgegeben von **S. Frhr. v. Gaisberg.** Sechste, umgearbeitete und erweiterte Auflage. Mit 55 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 2.40.
