Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens

Herausgeber: Association suisse des électriciens

Band: 21 (1930)

Heft: 15

Artikel: Betrachtung einiger durch den Zusammenschluss elektrischer Netze bedingter Probleme

Autor: Grieb, F.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1058270

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 22.08.2025

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

SCHWEIZ. ELEKTROTECHNISCHER VEREIN

BULLETIN

ASSOCIATION SUISSE DES ÉLECTRICIENS

Generalsekretariat des Schweiz. Elektrotechnischen Vereins und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke | REDAKTION Zürich 8, Seefeldstr. 301 | Secrétariat général de l'Association Suisse des Electriciens et de l'Union de Centrales Suisses d'électricité

Verlag und Administration | Fachschriften-Verlag & Buchdruckerei A.-G. Zürich 4, Stauffacherquai 36/38 | Editeur et Administration

Nachdruck von Text oder Figuren ist nur mit Zustimmung der Redaktion und nur mit Quellenangabe gestattet | Reproduction interdite sans l'assentiment de la rédaction et sans indication des sources

XXI. Jahrgang
XXIe Année

Bulletin No. 15

August I
Août I 1930

Betrachtung einiger durch den Zusammenschluss elektrischer Netze bedingter Probleme.

Vortrag, gehalten an der Generalversammlung des VSE am 13. Juni 1930 in Genf,
von *F. Grieb*, Oberingenieur, Baden.

621.311.16 + 621.313.322.016.3

Der Autor behandelt einige technische Probleme, deren Lösung für den Parallelbetrieb von Kraftwerken von grosser Bedeutung ist, nämlich den Kurzschlußschutz, den Erdschlußschutz, die Stabilität im normalen Betrieb und bei Störung und die Lastverteilung.

Für den Kurzschlußschutz stehen heute Mittel zur Verfügung (Selektivrelais), die, richtig angewendet, den praktischen Forderungen genügen. Als Erdschlußschutz kommt induktive und direkte Erdung in Frage; der Autor schreibt der induktiven Erdung eine Reihe Vorteile zu. Die statische Stabilitätsgrenze einer Uebertragung bietet nur indirektes Interesse, da der Betrieb in der Nähe dieser Grenze aus wirtschaftlichen Gründen (zu grosse Verluste) nicht möglich ist. Belastungsänderungen stören unter normalen Verhältnissen die Stabilität nicht. Ein verwickeltes und noch nicht ganz abgeklärtes Problem ist die Stabilität bei Kurzschlüssen jeder Art. Der Autor gibt einige Methoden zur Verbesserung dieser Stabilität an; er neigt zur Auffassung, dass die Hauptursache für Pendelungen bei den Regulatoren der Primärmaschinen liegt und glaubt, dass durch gleichartige Einstellung und durch Abgleichung der Reguliergeschwindigkeit der Regler die Pendelgefahr weitgehend vermindert werden kann. Endlich wird die Blindlast und Wirklastverteilung in verschiedenen Kupplungsfällen behandelt und gezeigt, wie weit die möglichen Vertragsbestimmungen von den technischen Verhältnissen abhängig sind.

L'auteur traite quelques problèmes techniques, dont la solution est particulièrement importante pour la marche en parallèle de centrales d'électricité, soit la protection contre les courts-circuits, la protection contre les mises à la terre, la stabilité en service normal et en régime troublé, enfin la répartition de la charge.

Pour parer aux effets des courts-circuits, on possède aujourd'hui des moyens (relais sélectifs) qui satisfont aux exigences pratiques à condition d'être correctement appliqués. Comme protection contre les mises à la terre, il y a la mise à la terre du neutre, directement ou par l'intermédiaire d'une self; l'auteur attribue à cette dernière une série d'avantages. La limite statique de stabilité d'un transport d'énergie n'offre qu'un intérêt secondaire, car l'exploitation n'est pas possible au voisinage de cette limite, pour des raisons d'économie (trop grosses pertes). Les changements de charge ne troublent pas la stabilité, normalement du moins. Le maintien de la stabilité lors de courts-circuits de toutes sortes soulève un problème compliqué, non encore complètement résolu. L'auteur indique quelques méthodes susceptibles d'améliorer cette stabilité; il incline à croire que la cause principale des phénomènes pendulaires réside dans les régulateurs des moteurs primaires et croit possible de remédier largement à ce danger en égalisant la vitesse d'action des régulateurs. Enfin, il envisage la répartition de la charge active et de la charge réactive pour différents cas de couplage et montre dans quelle mesure les dispositions contractuelles dépendent des conditions techniques.

A. Einleitung.

Die Tendenz nach Zusammenschluss der Elektrizitätswerke, und selbst von Gruppen solcher, ist heute fast in allen Ländern unverkennbar. Ich möchte nur an die grosse Höchstspannungsübertragung in Deutschland erinnern, die vom Vorarl-

berg bis Essen ein grosses Gebiet von Deutschland durchzieht, ferner auch die gegenwärtig sich im Bau befindliche Uebertragung von 220 kV in Frankreich, welche die Kraftwerke des Massif Central mit denjenigen von Paris zusammenschliesst. Ja es schweben sogar heute auch Pläne für eine Verbindnng von Skandinavien nach Mittel-Europa, um die grossen nordischen Wasserkräfte in den Verbrauchszentren nutzbar zu machen.

Die Gründe, die diesen weitgehenden Zusammenschluss verlangen, möchte ich nur in grossen Zügen erwähnen:

Es sind einmal Gründe rein wirtschaftlicher Natur, an deren Spitze die Forderung nach möglichst ökonomischer Ausnützung der verfügbaren Energien steht. Da sich die Spitzenbelastungen der einzelnen Verbrauchszentren in vielen Fällen zeitlich verschieben, werden durch den Zusammenschluss die prozentualen Spitzenbelastungen stark reduziert, was eine bessere Ausnützung der installierten Maschinenleistungen erlaubt. Weiter kann auch die Reservehaltung von Maschinen in den einzelnen Werken verkleinert werden, indem die Summe aller Reserven im zusammengeschlossenen Konzern für eine ausgefallene Einheit einspringen kann. Ein teils wirtschaftlicher, teils technischer Grund, der ebenfalls für den Zusammenschluss spricht, ist die bessere Sicherstellung der Energieversorgung, die in vielen Industrien heute eine lebenswichtige Rolle spielt. Je enger die Vermaschung und je vielseitiger die Speisung ist, desto sicherer kann ein Abnehmer auch bei eventuellen Störungen, die wohl kaum jemals ganz zu vermeiden sind, mit Energie versorgt werden.

B. Besondere Eigenschaften des Parallelbetriebes.

Der hauptsächlich vom wirtschaftlichen Gesichtspunkt aus verlangte Zusammenschluss zu grossen, zum Teil sehr grossen und auch vielfach eng vermaschten und komplizierten Netzgebilden stellt der Technik Probleme, deren Lösung erst in jüngster Zeit erfolgte und auch solche, für die noch heute eine abgeschlossene Lösung nicht bekannt ist.

Die Fragen resp. Probleme, die ich in den nachstehenden Ausführungen streifen möchte, sind:

I. Kurzschlusschutz.
II. Erdschlusschutz.
III. Stabilität im normalen Betrieb und bei Störung.
IV. Lastverteilung.

I. Kurzschlusschutz.

Je enger die Leitungen vermascht sind und je vielseitiger die Einspeisung auf ein solches Netz erfolgt, desto schwieriger wird die Aufgabe, die Auswirkung von Störungen auf ein betroffenes Leitungsstück einzudämmen. Dies ist indessen eine absolute Notwendigkeit, wenn eine vielseitige Speisung noch wirtschaftliche Vorteile für die Sicherstellung der Energielieferung haben soll.

Man hat schon früh eingesehen, dass mit einer starren Zeiteinstellung der für den Kurzschlusschutz gebauten Relais (Maximalstromrelais) nicht mehr auszukommen war. Deshalb kam man zu Schutzsystemen, bei welchen die Zeiteinstellung am Relais automatisch erfolgt, und zwar in Abhängigkeit der Fehlerdistanz, d. h. zum sog. Selektiv- oder Distanzschutz. Ein Schutzsystem für ein vermaschtes Netz soll, wenn es richtig aufgebaut ist, gemäss der schematischen Darstellung in Fig. 1 arbeiten. Wo der Defekt auch liegen mag, immer sollen die zunächstliegenden Relais die kürzeste Zeit und mit fortschreitender Entfernung eine längere Zeit einstellen. Ferner sollen nur diejenigen Relais die Schalterauslösung einleiten können, die von der Sammelschiene abfliessende Energie führen, während Relais mit Energiefluss nach der Sammelschiene sperren, d. h. eine Auslösung verhindern sollen.

Es sind verschiedene Arten von Selektivrelais auf dem Markt, die prinzipiell wie folgt unterschieden werden können:

1. Relais mit stetiger Charakteristik.
   a) Impedanzrelais,
   b) Reaktanzrelais.
2. Relais mit abgestufter Charakteristik (Zeitstufenrelais).

Die unter *a)* und *b)* genannten Relais benützen für die Distanzmessung und die damit proportionale Zeiteinstellung die Impedanz, resp. die Reaktanz vom Relaisstandort bis zur Fehlerstelle. Die Zeitstufenrelais dagegen stellen als Zeitcharakteristik für einen bestimmten Prozentsatz der Leitung eine Minimalzeit ein und haben in einem bestimmten Punkt eine Unstetigkeit (Sprung oder Knick), um die notwendige Zeitstaffelung mit den in Reihe liegenden Relais zu bekommen.

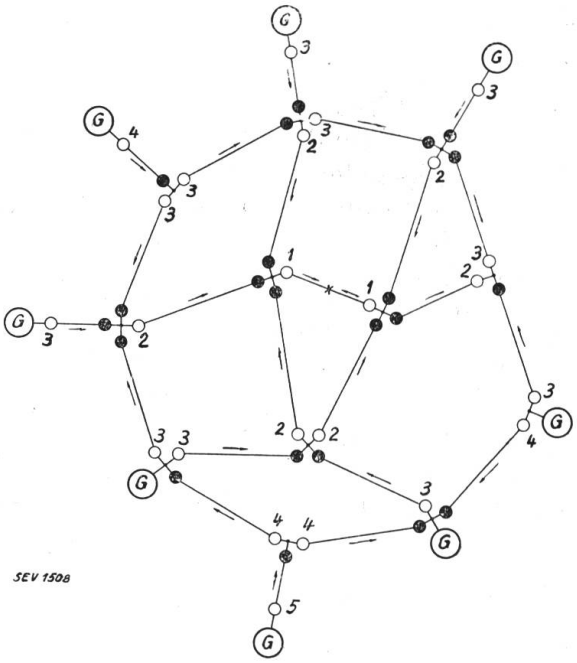

Fig. 1.
Ideale Wirkungsweise eines Selektivschutzes in einem eng vermaschten Netz.
X Kurzschlussstelle.
○ Relais, die arbeiten sollen mit zugehöriger Zeiteinstellung.
● Sperrende Relais.

Von den beiden ersteren hat das Reaktanzrelais gegenüber dem Impedanzrelais unbedingt wesentliche technische Vorteile, indem es die Mitberücksichtigung von eventuell an der Kurzschlusstelle in dem Lichtbogen auftretenden Ohmschen Widerständen, die sehr variabel sein können (von 0 bis mehrere Hundert Ohm), ausschliesst. Die Gegenüberstellung der Arbeitskurven eines Impedanz- und Reaktanzrelais ist aus Fig. 2 ersichtlich. Während das Reaktanzrelais als Zeitcharakteristik eine einzige Gerade hat, kann das Impedanzrelais je nach den Lichtbogenwiderständen auf jeder beliebigen Geraden in der schraffierten Fläche arbeiten, so dass das Relais unter Umständen eine viel zu lange Zeit einstellt.

Bei der Entwicklung des Zeitstufenrelais verfolgte man den Zweck, für einen gewissen Prozentsatz der Teilstrecken der Leitung (ca. 75 %) möglichst kurz abzuschalten, so wie es in Fig. 3 zum Ausdruck kommt. Damit gab man den Vorteil, die Distanzmessung der Schutzsysteme mit stetiger Charakteristik, preis, die als

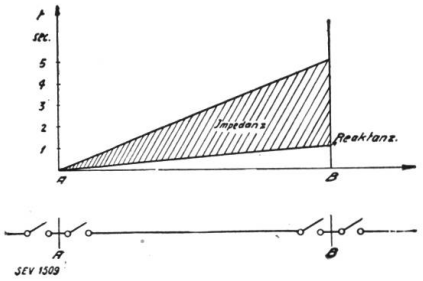

Fig. 2.
Zeitcharakteristik der Impedanz- und Reaktanzrelais.

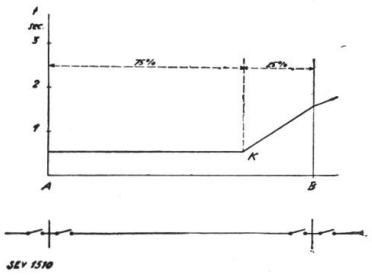

Fig. 3.
Zeitcharakteristik eines Zeitstufenrelais.

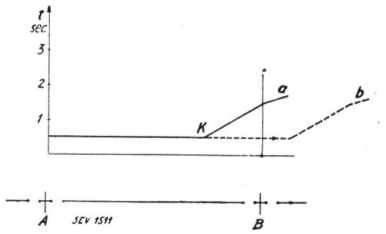

Fig. 4.
Zeitcharakteristik eines Zeitstufenrelais bei Verschiebung des Knickpunktes infolge Veränderung der Reaktanz.

Fehlerortsbestimmung nicht zu unterschätzende Vorteile bietet, indem damit der Ort des Defektes nach den Relaisschaltzeiten bestimmt werden kann, wodurch die Zeit bis zur Wiederinbetriebsetzung der Leitung und damit der Energieausfall oft auf ein Minimum beschränkt werden kann.

Ein weiterer Faktor, der eine nicht zu vernachlässigende Rolle spielt, ist der, dass der Knickpunkt *K* kein mathematisch feststehender Punkt ist, indem die Reak-

tanzwerte bei den verschiedenen Störungsarten (drei-, zwei- und einpolige Kurzschlüsse, letztere im festgeerdeten Netz) ziemlich grossen Variationen unterworfen sind. Wie aus der Figur ersichtlich, trägt man diesem Faktor Rechnung, indem man einen Sicherheitsfaktor von 25 % vorsieht. Versuche haben jedoch gezeigt, dass dieser Unterschied der Reaktanzen noch grösser sein kann, speziell in geerdeten Netzen, was dazu zwingt, den mittleren Knickpunkt noch weiter nach links zu verschieben, da sonst Fehlschaltungen beim Verrutschen des Punktes *K* über die Teilstrecke hinaus, so wie es in Fig. 4 für die Zeitcharakteristik *b* zum Ausdruck kommt, unvermeidlich wären. Die richtige Selektion muss jedoch als conditio sine qua non für jedes Schutzsystem verlangt werden.

Wie Betriebserfahrungen gezeigt haben, sind heute Schutzsysteme auf dem Markt, die bei richtiger Disposition der Leitungen unter allen Umständen eine richtige Selektion gewährleisten, so dass von diesem Gesichtspunkte aus der Vermaschung von Netzen nichts im Wege steht.

II. Erdschlussschutz.

Solange die Netzausdehnungen klein waren, hat der Erdschlusstrom als solcher dem Betriebe keine besonderen Schwierigkeiten bereitet. Gefürchtet waren nur die durch den etwa auftretenden intermittierenden Erdschluss hervorgerufenen Wanderwellen mit relativ steiler Stirn, welche grosse Windungsbeanspruchungen an den angeschlossenen Transformatoren und Maschinen zur Folge hatten. Durch die zunehmende metallische Vermaschung und Kupplung der Netze hat der Erdschlusstrom, der ein reiner Kapazitätenstrom ist (abgesehen von Ableitungs- und Koronaverlusten), Werte angenommen, die nicht mehr unbeachtet bleiben konnten, wie dies in Fig. 5 [1]) ersichtlich ist, in welcher die Erdschlussströme pro km in Funktion der Netzspannung aufgetragen sind.

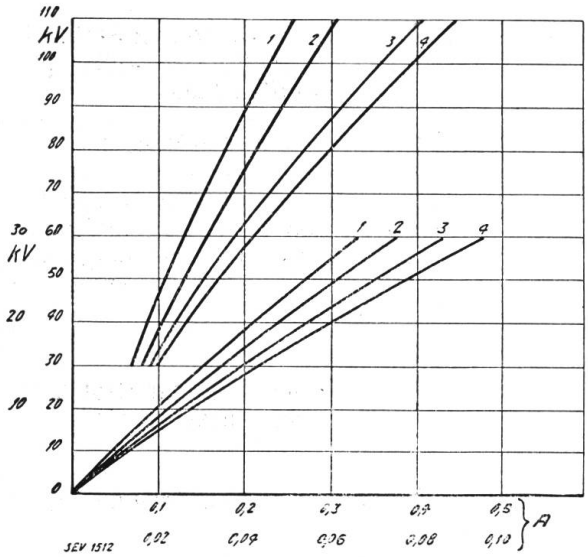

Fig. 5.
Erdschlusstrom in A pro km Leitungslänge bei verschiedenen Betriebsspannungen; Frequenz 50.
1 für eine Einfachleitung ohne Schutzseil;
2 für eine Einfachleitung mit Schutzseil;
3 für eine Doppelleitung ohne Schutzseil;
4 für eine Doppelleitung mit Schutzseil.

Ein Erdschluss in einem *unkompensierten* und *isolierten* Netz ergibt eine plötzliche Spannungsverlagerung der gesunden Phasen auf die verkettete Spannung und Ueberspannungen, die den 2,5-fachen Betrag der Phasenspannung erreichen können. In der Nähe der Erdschlussstelle treten gefährliche Spannungsgefälle auf, bedingt durch den grossen Erdschlusstrom, die Menschen und Tieren gefährlich werden können (Schrittspannung). Ferner entsteht durch einen Erdschluss eine Vergrösserung der Ladeleistung um ca. 25 % und dazu noch eine Unsymmetrie derselben, welche die Stabilität der Generatoren im Sinne einer Herabsetzung beeinflusst. Durch die Unsymmetrie der Ladeleistung werden eventuell vorhandene Dämpferwicklungen durch das links rotierende Drehfeld stark belastet oder, wenn keine Dämpferwicklungen vorhanden sind, ergibt sich eine starke Spannungsverzerrung. Ein intermittierender Erdschluss hat, wie bereits erwähnt, Ueberspannungen zur Folge, und zwar einmal hervorgerufen durch die Wanderwellen, die durch das fortwährende Löschen und Wiederzünden verursacht werden und anderseits ergeben die aufeinander folgenden Löschungen ein Hochschwingen des ganzen Systems

[1]) Entnommen aus der Brown Boveri Broschüre No. 1105 von Ing. A. van Gastel, in welcher die Erdschlussschutzfragen eingehend behandelt werden.

auf eine Gleichspannung, die 2,5 – 3,5 mal die Phasenspannung erreichen kann. Bei Berücksichtigung beider Ueberspannungsarten ergeben sich infolge des Erdschlusses im isolierten und unkompensierten Netz nach einer Zusammenstellung von Prof. Petersen bei Berücksichtigung aller Faktoren, wobei die Dämpfung resp. Ableitung allerdings eine erhebliche Verminderung der Ueberspannung ergibt, immerhin noch solche von 3 - 4,5 mal Phasenspannung.

Diese nachteilige Begleiterscheinung des Erdschlusses und ihre Behebung war noch vor wenigen Jahren eine in der Fachliteratur lebhaft umstrittene Frage. Die in den letzten Jahren gesammelten Betriebserfahrungen haben hauptsächlich dazu beigetragen, diese Frage einigermassen abzuklären. Als wirksames Mittel kommen hierfür *direkte Nullpunkterdung* und die Kompensation des Erdschlusstromes, d. h. die *induktive Erdung* in Betracht. Eine Gegenüberstellung der Wirkungsweise beider Systeme ergibt Tabelle I.

Folgeerscheinung bei direkter und indirekter Erdung eines Netzes. Tabelle I.

	Direkte Erdung	Induktive Erdung
Spannungsverhältnisse bei Erdschluss	Keine Spannungsverlagerung. Alle Leiter behalten Phasenspannung gegen Erde.	Gesunde Phasen bekommen verkettete Spannung gegen Erde.
Betrieb bei Dauererdschluss .	Unmöglich; Leitung wird abgeschaltet.	Betrieb kann weitergeführt werden.
Sicherstellung der Energielieferung	Verlangt wegen Abschaltung grösseren Prozentsatz Reserveleitung.	Verlangt weniger Reserveleitung, weil Betrieb weiter geführt werden kann.
Schaltung der Transformatoren	Verlangt Y/△ Schaltung.	Schaltung frei wählbar.
Bedingung für die Erdung . .	Sorgfältige Erdung aller angeschlossenen Transformatoren und Leitungsmaste.	Keine besonderen; Anschluss der Spule an irgend einen Transformatorennullpunkt möglich.
Ueberspannungen infolge Erdschluss	Keine.	Keine.
Spannungsgefälle an der Erdschlusstelle	Gross, weil sofort abgeschaltet, nicht von grosser Bedeutung.	Sehr klein, weil nur Reststrom über Erdschlusstelle fliesst.
Spannungsanstieg nach abgeschaltetem oder gelöschtem Erdschluss	Sehr rasch; Ausgleichsschwingungen möglich.	Langsam, ohne Schwingungen.
Kurzschlusschutz	Unter allen Umständen dreipolig.	Event. zweipolige Ausrüstung genügend.
Telephonstörungen	Möglich; Vermeidung bedingt richtige Transformatorenschaltung und entsprechend disponierte Telephonanlage.	Keine.
Stabilität	Wird schlechter.	Bleibt unverändert.

Die etwa angewandte Nullpunktserdung über einen Ohmschen Widerstand hat nie eine besondere Bedeutung erlangt, da diese Lösung zur Hauptsache nur die Nachteile der genannten beiden Ausführungen in sich vereinigt.

Zusammenfassend kann wohl gesagt werden, dass die induktive Erdung gegenüber der festen Erdung nennenswerte Vorteile bietet, und zwar nicht nur wegen der Wirkung als solche, als vielmehr wegen den vielen an die direkte Nullpunktserdung geknüpften Bedingungen, die unbedingt erfüllt sein müssen, wenn diese Ausführung ihre theoretische Wirkung haben soll.

Das Oszillogramm in Fig. 6 zeigt die Löschwirkung einer Spule, die sich in $^3/_{100}$ s vollzog. Gleichzeitig ist darauf auch deutlich der langsame Spannungsanstieg der vom Erdschluss betroffenen Phase R nach dem Löschen des Lichtbogens zu erkennen.

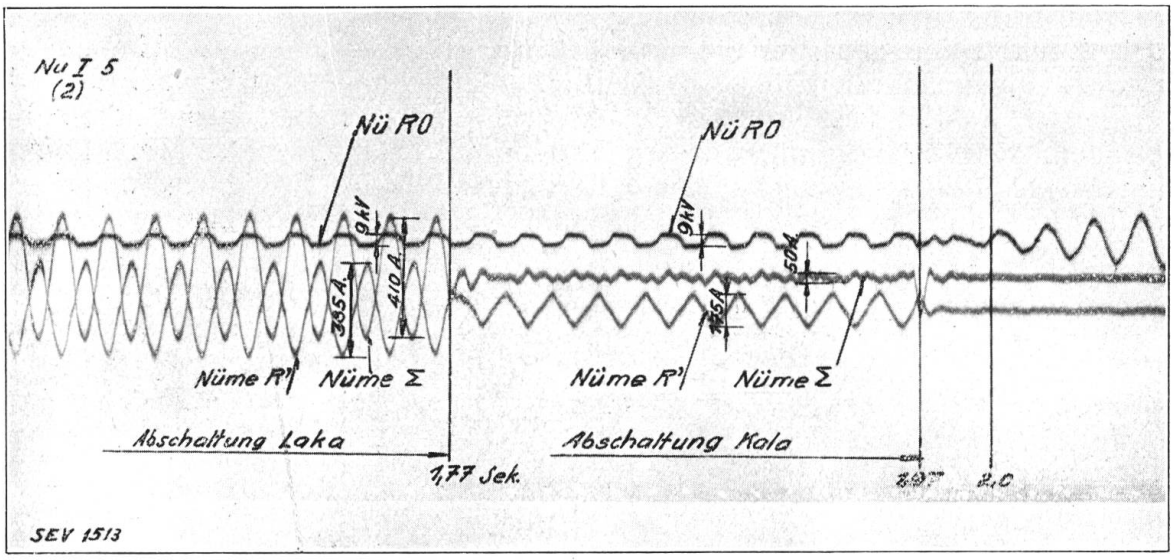

Fig. 6.
Oszillographische Aufnahme der Spannung bei einem Erdschluss und dessen Löschung durch eine Löschspule bei 1,97 bis 2,0 s.

Ein interessantes Bild, einmal von der Häufigkeit von auftretenden Erdschlüssen und von der Wirkung der Löschspule gibt die Statistik, die mir von einem sehr gut geführten 100 kV-Netz zur Verfügung steht (Tabelle II); sie zeigt, wie viele Erdschlüsse ohne jegliche Betriebsunterbrechung gelöscht wurden, Störungen, die beim geerdeten Netz wohl in den meisten Fällen zu Abschaltungen geführt hätten.

Statistik über Störungen in einem 100 kV-Netz, geführt während 5 Jahren. Tabelle II.

	Von selbst gelöscht	Abschaltungen		Keine Betriebsstörung	Total
		Betrieb durch Umdisponieren aufrecht erhalten	Betriebsstörung mit Ausfall von Verbrauchern (Betriebsstörung)		
Anzahl Störungen mit unbekannter Ursache	143	2	—	145	145
Anzahl Störungen mit bekannter Ursache	36	36	9	72	81
Total Störungen . .	179	38	9	217	226
in %	79 %	17 %	4 %	96 %	100 %

III. Stabilität.

Die Probleme der Stabilität haben erst mit der Zunahme der Vermaschung der Netze, mit der Zunahme der Länge der Leitungen und nicht zuletzt mit der Zunahme der auf einer Leitung übertragenen Energie besonders an Bedeutung gewonnen. Es ist dies auch ohne weiteres verständlich, denn nur bei einem stabilen Betrieb kann ein Zusammenschluss von Kraftwerken den gestellten Anforderungen genügen.

Bekanntlich ist die Abgabe von Leistung im Parallelbetrieb bei Synchronmaschinen nicht nur an das Vorhandensein einer Spannung gebunden, sondern an

eine bestimmte Winkelabweichung zwischen der Polradachse und dem Vektor der Klemmenspannung. Durch die Antriebsmaschinen wird das Polrad mit zunehmender Belastung nach vorne verschoben, wodurch die synchronisierende Kraft mit wachsender Verschiebung der Spannungsvektoren wächst und das Polrad in einer bestimmten Winkellage zur Klemmenspannung festhält. Diese beiden auf das Polrad wirkenden Momente halten sich gegenseitig das Gleichgewicht, solange die synchronisierende Kraft ausreicht. Bei einer bestimmten Verschiebung zwischen Polrad und Klemmenspannung ist dies nicht mehr der Fall und die Maschine fällt ausser Tritt.

1. Statische Stabilität.

Werden zwei Kraftwerke oder auch ganz allgemein zwei Punkte eines Netzes, in welchen die Spannungen auf einem bestimmten Wert gehalten werden, zusammengeschlossen gemäss Fig. 7, so beträgt die von Punkt 1 nach Punkt 2 übertragene Leistung ohne Berücksichtigung der Kapazität der Leitung:

$$P_2 = \frac{U_1\,U_2}{Z}\left\{\cos\,(a-\delta) - \frac{U_2}{U_1}\cos a\right\} \text{ Watt.}$$

Darin bedeuten U_1 und U_2 die Spannungen am Anfang resp. am Ende der Uebertragungsstrecke, Z die Impedanz dieser Leitungslänge, event. inklusive Transforma-

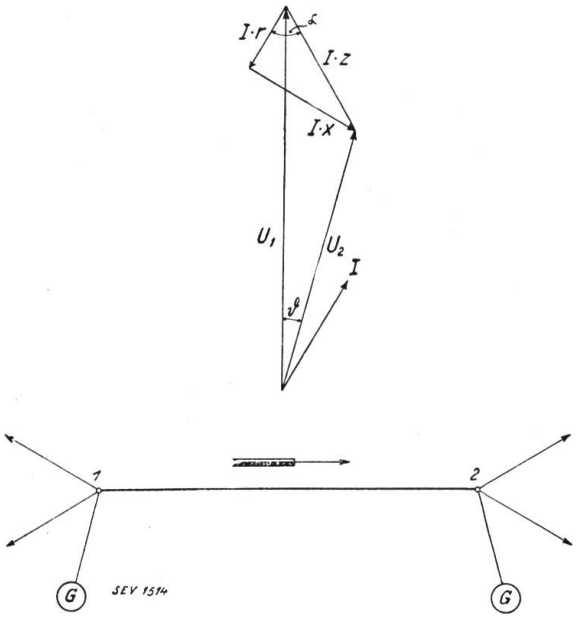

Fig. 7.
Spannungsdiagramm einer Uebertragungsleitung

$$P_2 = \frac{U_1\,U_2}{Z}\left\{\cos\,(a-\delta) - \frac{U_2}{U_1}\cos a\right\} \text{ Watt.}$$

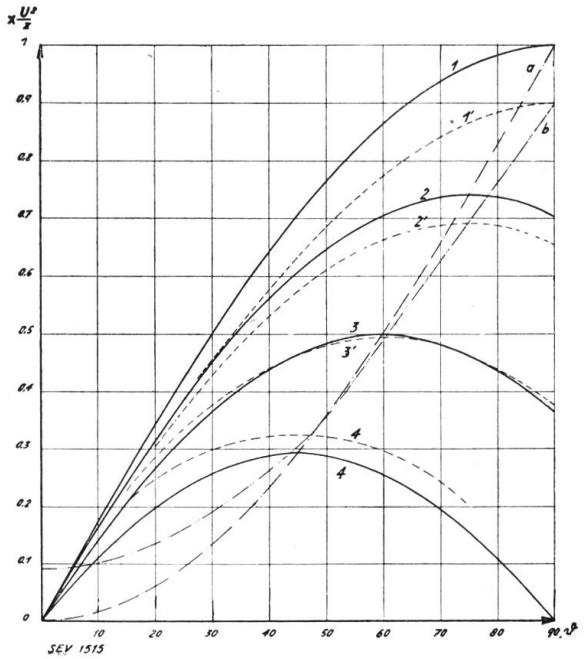

Fig. 8.
Stabilitätskurven für verschiedene Impedanzwinkel

1 Kurve für $U_1 = U_2$; $a = 90^0$ $(R=0)$
2 Kurve für $U_1 = U_2$; $a = 75^0$
3 Kurve für $U_1 = U_2$; $a = 60^0$
4 Kurve für $U_1 = U_2$; $a = 45^0$
1' Kurve für $U_1 = 1{,}1\,U_2$; $a = 90^0$
2' Kurve für $U_1 = 1{,}1\,U_2$; $a = 75^0$
3' Kurve für $U_1 = 1{,}1\,U_2$; $a = 60^0$
4' Kurve für $U_1 = 1{,}1\,U_2$; $a = 45^0$
a Stabilitätsgrenze zu Kurve $U_1 = U_2$
b Stabilitätsgrenze zu Kurve $U_1 = 1{,}1\,U_2$

$$P_2 = \frac{U_2}{Z}\left\{\cos\,(a-\delta) - \cos a\right\} \text{ Watt.}$$

torenimpedanz pro Phase, a der Impedanzwinkel und δ die Phasenverschiebung zwischen den beiden Spannungen U_1 und U_2. Wie der Formel entnommen werden kann, hängt die übertragene Leistung bei einer bestimmten Leitung (mit gegebener Spannung und Impedanzwinkel a) nur noch vom Winkel δ ab. In Fig. 8 ist die

übertragene Leistung P_2 resp. die Grösse des Klammerausdruckes, woraus sich die Leistung durch Multiplikation mit $\frac{U_2}{Z}$ ergibt, in Funktion des Phasenverschiebungswinkels δ für verschiedene Impedanzwinkel α aufgetragen. Dabei wurde für die ausgezogenen Kurven die vereinfachende Annahme gleicher Spannungen am Anfang und Ende der Leitung gemacht, so dass sich die Formel reduziert auf:

$$P_2 = \frac{U^2}{Z} \left\{ \cos(\alpha - \delta) - \cos \alpha \right\} \text{Watt.}$$

Dagegen gelten die punktierten Kurven für einen Spannungsabfall von 10 %. Alle Kurven haben, weil sinusförmig, bei einem bestimmten Winkel δ ein Maximum, welches zugleich Stabilitätsgrenze ist, d. h. bis zu diesem Winkel kann Leistung stabil über die Leitung übertragen werden; wird dieser Punkt dauernd überschritten, so fallen die gekuppelten Kraftwerke oder Netze auseinander.

Besonders auffällig ist die starke Veränderung sowohl des Maximums der übertragenen Leistung, als auch die Veränderung der zulässigen Phasenverschiebung zwischen den Spannungen am Anfang und Ende der Leitungen in Funktion des Impedanzwinkels. Nach dem Verlauf der Kurven könnte man leicht die Annahme machen, dass die Stabilität einfach durch Zuschalten von Induktivität, d. h. Vergrössern des Impedanzwinkels α, sei es durch Drosselspulen oder durch Erhöhung der Transformatorenimpedanz, vergrössert werden kann. Durch eine Vergrösserung der Reaktanz auf der Uebertragung wird wohl der Impedanzwinkel α grösser, damit jedoch die Impedanz und die Phasenverschiebung δ auch grösser, was wieder eine Reduktion der Stabilität ergibt.

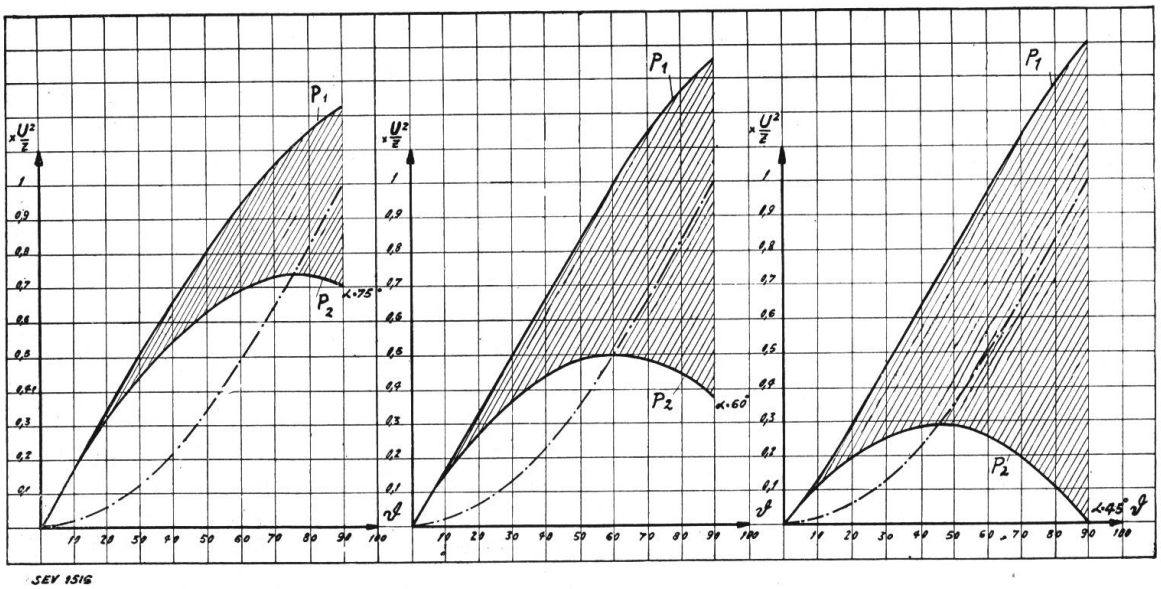

Fig. 9.
Verluste (schraffierte Fläche) auf einer Uebertragung in Funktion des Verschiebungswinkels δ bei verschiedenem Impedanzwinkel α.

Theoretisch wäre ein stabiler Betrieb in stationärem Zustand bis zu den Kulminationspunkten der Kurven möglich; auch die meisten dieses Problem behandelnden Veröffentlichungen geben diese Punkte als äusserste Grenze der Betriebsmöglichkeit an. Wenn wir dagegen die Darstellung Fig. 9 betrachten, in welcher neben den übertragenden Leistungen P_2 (Leistung am Ende der Leitung) auch die am Leitungsanfang aufgenommene Leistung:

$$P_1 = \frac{U^2}{Z} \left\{ \cos \alpha - \cos(\alpha + \delta) \right\} \text{Watt}$$

aufgetragen sind, so dass die Differenz (in der Figur schraffiert) die Verluste ergibt, so ist ohne weiteres ersichtlich, dass aus wirtschaftlichen Gründen ein Betrieb in der Nähe des Kulminationspunktes nicht möglich ist, da die Verluste für eine solche Uebertragung viel zu gross sind und damit eine absolut unwirtschaftliche Leistungsübertragung ergeben würden.

Die Verluste P_v bestimmen sich aus der Differenz der aufgenommenen und abgegebenen Leistung zu:

$$P_v = \frac{2\,U^2}{Z}\left\{1 - \cos\delta\right\}\cos\alpha \text{ Watt.}$$

Bei der Annahme von 10 % Verluste, was ungefähr einer normal belasteten Leitung entsprechen dürfte, ergibt sich die in Fig. 10 eingezeichnete maximale Betriebsgrenze, und zwar gelten die mit ○ angegebenen Punkte für höchst zulässige Verluste von 10 %, die mit □ gezeichneten für solche von 20 %. Die Darstellung zeigt deutlich, dass wenn wir von dem praktisch unmöglichen Idealzustand, Widerstand = Null, absehen, nur ein kleiner Bereich der Leistungskurven praktische Bedeutung haben. Für stationäre Zustände der Leistungsübertragung spielen daher die theoretischen Maxima keine Rolle. Dagegen haben sie doch als relative Beziehung einiges Interesse, denn je grösser die statische, um so grösser ist auch die dynamische Stabilität.

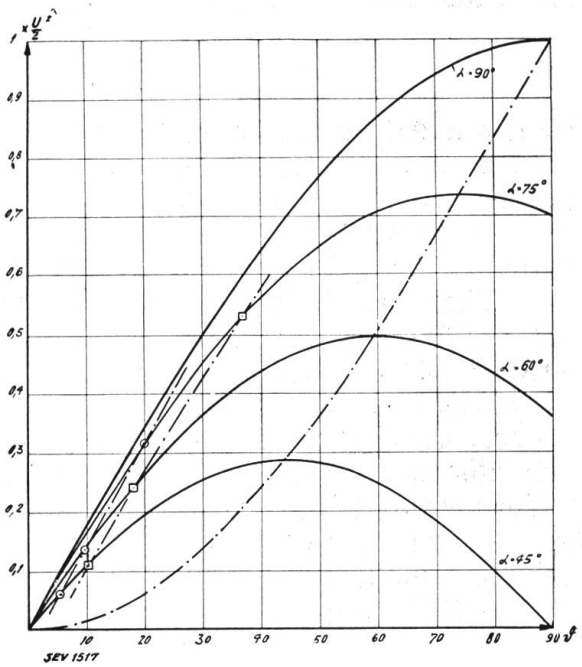

Fig. 10.
Leistungsübertragungsmöglichkeit für verschiedene Impedanzwinkel α in Funktion des Verschiebungswinkels δ bei Begrenzung der Verluste auf 10 bzw. 20 %.

2. *Dynamische Stabilität.*

Das Problem der dynamischen Stabilität zerfällt in zwei grundsätzlich voneinander verschiedene Fragen:

a) Stabilität bei Belastungsänderung,
b) Stabilität bei Störung.

a) Stabilität bei Belastungsänderung. Bei event. Abschaltungen oder bei einem plötzlichen Zuwachs der Leistung wird das Polrad nicht einfach die neue Winkellage annehmen, sondern zuerst etwas darüber hinaus gehen und dann aperiodisch in die neue Gleichgewichtslage einschwingen. In verschiedenen Veröffentlichungen[2]) wird nun gezeigt, dass gemäss Fig. 11 die Stosszunahme der übertragenen Leistung von P_1 zu P_2 nur so gross sein darf, dass die obere schraffierte Fläche beim Ueberschwingen des Polrades über die neue Gleichgewichtslage δ hinaus grösser sein muss, als die untere Fläche, da sonst das Polrad nicht mehr zurückschwingt, sondern ausser Tritt fällt.

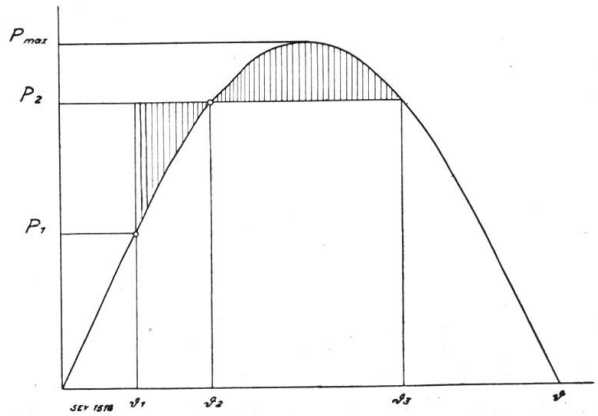

Fig. 11.

Diese Darstellung hat jedoch nach meiner Auffassung nur theoretischen Wert, denn wenn wir den vom wirtschaftlichen Standpunkt aus betrachteten möglichen max. Betriebszustand mit den gezeigten höchstmöglichen Punkten auf den Stabili-

[2]) Prof. Rüdenberg ETZ 1929, Heft 27.

tätskurven annehmen, so wird eine Ueberschwingung über die Stabilitätsgrenze hinaus kaum möglich sein. Aus diesen Gründen ist bei normal projektierten Leitungen, bei welchen der Ladestrom keinen nennenswerten Einfluss hat, für die Stabilität bei Belastungsschwankungen oder Abschaltungen kein Grund zu Befürchtungen vorhanden, was wohl mit den praktischen Erfahrungen übereinstimmen dürfte.

b) Stabilität bei Störung. Als Störungen, die auf die Stabilität einwirken, kommen in erster Linie Kurzschlüsse, und zwar sowohl dreipolige, zweipolige und Erdschlüsse in Betracht. Die in Fig. 8, 9 und 10 gezeigten Kurven verstehen sich bei konstant gehaltener Klemmenspannung der Maschinen resp. konstante Spannung an den beiden Endpunkten der Uebertragungsstrecke. Diese Bedingung verlangt eine Veränderung der Erregung in Abhängigkeit der Belastung, und zwar wird dies im normalen Betrieb in üblicher Weise mit Schnellreglern erreicht. Werden nicht die Klemmenspannungen der Maschinen festgehalten, sondern die Erregung in Abhängigkeit der Belastung so eingestellt, dass das Feld im Luftspalt der Maschinen konstant bleibt, so ändern sich die in Fig. 8 gezeigten Kurven, resp. der Masstab derselben, indem noch die Phasenverschiebung und der Spannungsabfall des Stators mitberücksichtigt werden müssen, so dass sich für die Uebertragung einer bestimmten Leistung bedeutend ungünstigere Stabilitätskurven ergeben. Noch schlechter werden die Verhältnisse hinsichtlich Stabilität, wenn die Erregung der Maschinen konstant gelassen wird, d. h. wenn die EMK der Maschine unverändert bleibt. In diesem Fall muss auch die Streuspannung und Ankerrückwirkung im Rotor für die Bestimmung der Stabilitätskurven einbezogen werden.

Im Kurzschluss entstehen nun Verhältnisse, die ganz verschieden von denjenigen im Normalbetrieb sind. Durch den Kurzschluss entsteht einerseits eine sehr starke und rasche Belastungsänderung, und zwar im ersten Moment eine grosse Stossbelastung, die jedoch mit der zusammenbrechenden Spannung quadratisch abnimmt, andererseits eine Veränderung der Stabilitätskurven, da die Klemmenspannungen an den Maschinen nicht aufrecht erhalten werden können. Selbst wenn die Maschinen so konstruiert wären, dass die Erregung genügen würde, auch bei Kurzschluss die Klemmenspannung zu halten, was jedoch unwirtschaftliche Maschinen ergäbe, so sind die Zeitkonstanten der Synchronmaschine viel zu gross, dass sich in so kurzer Zeit das magnetische Feld aufbauen könnte.

Wie aus diesen Andeutungen zu ersehen ist, bedeutet ein Kurzschluss, und zwar speziell der dreipolige Kurzschluss, mit der nachfolgenden raschen Entlastung für die Stabilitätsfrage die denkbar kompliziertesten Probleme; denn einmal entstehen wegen der ersten stossartigen Belastungszunahme Schwingungen des Polrades und andrerseits werden die Stabilitätsbedingungen durch die rasche Veränderung der Spannungen augenblicklich andere, d. h. die Uebertragung muss in kürzester Zeit auf den verschiedensten Stabilitätskurven arbeiten. Weiter spielt auch die Art und der Ort der Störung eine grosse Rolle. Wenn zwischen den Maschinen und dem Kurzschlussort grosse Impedanzen liegen, wirken sich die Störungen anders aus als solche in der Nähe der Generatoren. Dreiphasenkurzschlüsse sind in dieser Beziehung am ungünstigsten, während bei zweipoligen und einpoligen (Erd-) Kurzschlüssen immer noch eine resp. zwei Phasen unter annähernd normalen Verhältnissen und deshalb die gekuppelten Generatoren mit erhöhter Stabilität arbeiten.

Wenn man alle diese Faktoren berücksichtigt, so ist es ohne weiteres verständlich, dass die Stabilität bei Störung sehr verwickelte Verhältnisse ergibt. Es würde in diesem Rahmen jedoch viel zu weit führen, für diese unstationären Zustände Gesetze entwickeln zu wollen. Es sollen dagegen einige Versuchsresultate ein Bild von der Auswirkung solcher Störungen auf die Stabilität geben.

Fig. 12 gibt die Strom- und Spannungsverhältnisse wieder, wie sie bei einem dreipoligen Kurzschluss gemäss dem auf der Figur skizzierten Schema aufgetragen sind. Der dreipolige Kurzschluss wurde in X eingeleitet, in einem Punkt, der relativ

nahe dem Kraftwerk liegt, so dass wegen der kleinen Impedanz zwischen Kurzschlussort und Zentrale Pendelungen vorauszusehen waren. Im Oszillogramm ist auch deutlich zu erkennen, dass die Maschinen rasch ausser Tritt kommen, so dass sie bereits nach 0,5 s in Phasen-Opposition sind. Werden aus dem Oszillogramm die Effektivwerte von Strom und Spannung entnommen und in Funktion der Zeit aufgetragen, so wie es in der gleichen Figur dargestellt ist, so sind die Pendelungsvorgänge noch klarer zu erkennen. Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, dass die Pendelung augenblicklich mit dem Entstehen des Kurzschlusses einsetzte. In der gleichen Figur ist auch der Strom in der andern gesunden Leitung und die verkettete Spannung zwischen zwei, einer gesunden und der kranken Phase U_{RS} aufgenommen, die, weil die Maschinen nicht mehr synchron sind, auch die Schwebungserscheinungen zeigen müssen.

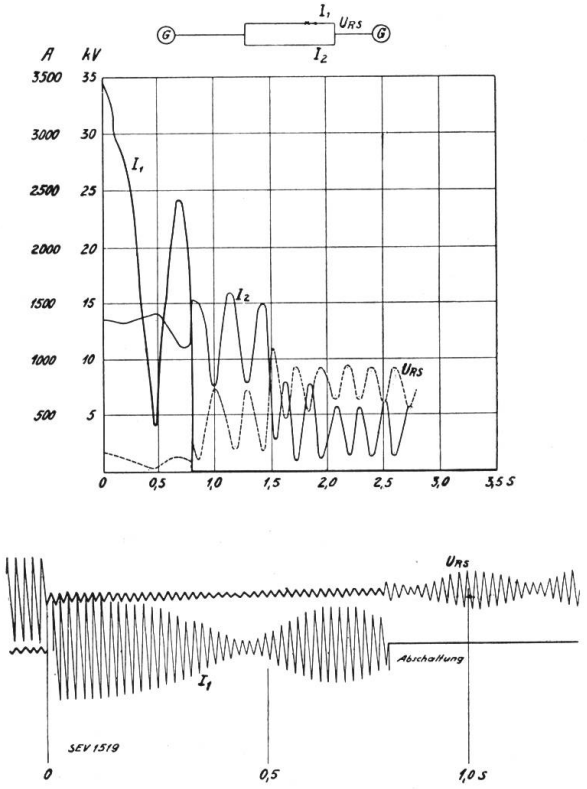

Fig. 12.
Pendelungserscheinungen bei einem 3-poligen Kurzschluss.

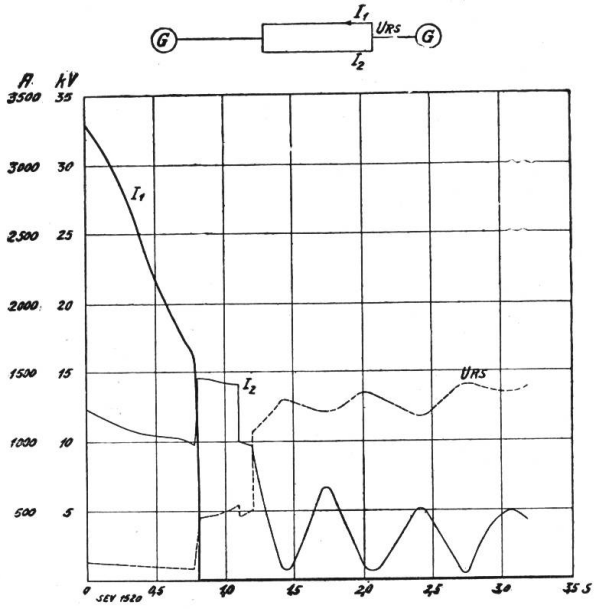

Fig. 13.
Pendelungserscheinungen bei einem 2-poligen Kurzschluss.

Bei einem zweipoligen Kurzschluss an der gleichen Stelle ergeben sich Verhältnisse, wie sie in Fig. 13 aufgezeichnet sind. Auch bei diesem zweipoligen Kurzschluss treten sofort Pendelungen zwischen den Maschinen auf, jedoch sind die Ausgleichsvorgänge bedeutend weniger ausgeprägt und nach der Abschaltung ist bereits ein aperiodisches Einschwingen in die relative Nullage des Stromes in der gesunden Leitung und der Spannung erkennbar.

Man wird sich nun wohl die Frage stellen, wann und unter welchen Bedingungen können solche Pendelungen entstehen, und welchen Einfluss werden sie auf den Betrieb haben.

Eine Pendelung ist immer die Auswirkung eines unstationären Zustandes, der eine relative Schwingung der Polräder der parallel laufenden Generatoren zur Folge hat. Ist die Pendelung schwach, so schwingen die Polräder um die relative Gleichgewichtslage. Ist sie stark, so kann dabei die Stabilitätsgrenze überschritten werden und das Polrad kommt nicht mehr in die relative Nullage zurück.

Zur Veranschaulichung kann man sich zwei Räder denken, die mit einer Feder verbunden sind gemäss Fig. 14. Kommen die Räder durch eine Störung in eine

relative Pendelung, so versucht die Feder, die der synchronisierenden Kraft entspricht, dieselben in die relative Nullage zurückzuziehen. Uebersteigt die Winkelverschiebung eine halbe Umdrehung, so verschwindet die Kraft, die das Rad zurückzudrehen versucht (synchronisierende Kraft = Null) und wirkt beim Ueberschreiten der halben Umdrehung in der andern Richtung, d. h. im Sinne einer Winkelvergrösserung. Der Vergleich ist nicht streng, ergibt aber immerhin einen kleinen Einblick in die Verhältnisse der Pendelungsmöglichkeit.

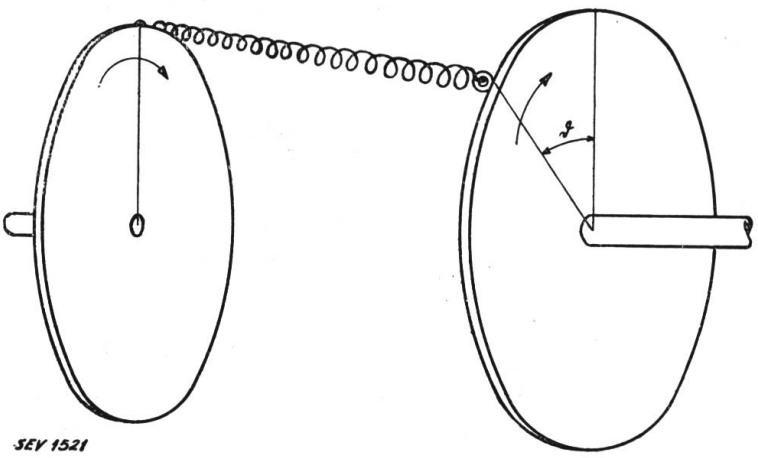

Fig. 14.

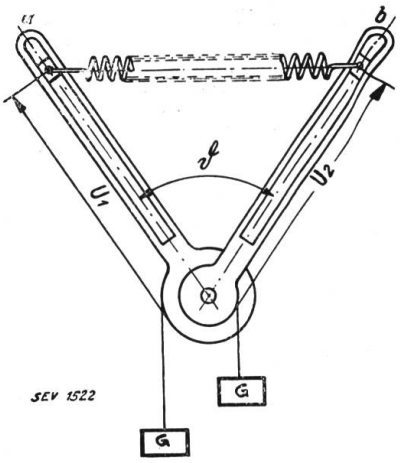

Fig. 15.
Modell zur Ermittlung der Stabilitätsverhältnisse auf einer Uebertragungsleitung.

Vielleicht weniger anschaulich, jedoch mathematisch richtig können die Stabilitätsverhältnisse an einem Modell studiert werden, welches von Westinghouse angegeben und konstruiert wurde und im Prinzip der Fig. 15 entspricht. Es sind zwei um eine gemeinsame Achse bewegliche Arme *a* und *b*, die durch die beiden angehängten Gewichte auseinander gezogen werden. Dieser Kraft wirkt eine zwischen die beiden Arme gespannte Feder entgegen, so dass sich die beiden Kräfte bei einem bestimmten Winkel δ das Gleichgewicht halten.

Auf die elektrischen Verhältnisse übertragen, entspricht die Feder der synchronisierenden Kraft und die Gewichte stellen die übertragene Leistung dar. Wie eine kleine Nachrechnung zeigt, stimmt das mechanische Modell mit den elektrischen Verhältnissen bei der Annahme, dass der Widerstand der Uebertragung = 0 sei, genau überein. Das Modell zeigt deutlich die Abhängigkeit der Stabilität von den Endspannungen U_1 und U_2 und der Winkelverschiebung δ. Die Ausführung erlaubt nicht nur die statische Stabilität zu beurteilen, welche rechnerisch noch relativ einfach zu erfassen ist, sondern es kann auch die dynamische Stabilität angenähert beurteilt werden, ob bestimmte Belastungsstösse bei bestimmten Spannungssenkungen die Uebertragung ausser Tritt bringen. Zu diesem Zwecke braucht man nur eine dem Belastungsstoss proportionale Gewichtszunahme schnell aufzulegen und die Federfixpunkte entsprechend der durch die Störung entstehenden Spannungssenkung in den Gleitschienen bis zum entsprechenden Punkt auf den beiden Armen rutschen zu lassen. Es ist natürlich auch möglich, das Modell für kompliziertere Netze mit mehreren Spannungsstützpunkten und infolgedessen mit mehreren Armen und Federn zu entwickeln[3]).

Unter welchen Bedingungen die dynamische Stabilitätsgrenze überschritten wird, d. h. Pendelungen entstehen, hängt, wie bereits früher erwähnt, mit einer Menge von Faktoren zusammen. Generell kann nur das gesagt werden, dass solche Schwingungen tatsächlich auftreten, und zwar hauptsächlich durch Störungen bei

[3] Mechanical Analogy to the Problem of Transmission Stability, von S. B. Griscons, The Electric Journal, Vol. XXIII, S. 230.

Kurzschluss und speziell beim dreipoligen Kurzschluss, und zwar um so eher, je näher der Stabilitätsgrenze eine Uebertragung vor dem Kurzschluss gearbeitet hat oder je grösser der Belastungsstoss durch den Kurzschluss im Verhältnis zur Vorbelastung ist. Solche Pendelungen haben nun, wie in dem Oszillogramm erkenntlich, starke Ausgleichströme zur Folge und können den Schutzeinrichtungen Kurzschlüsse vortäuschen, so dass Falschauslösungen eingeleitet werden können.

Wie unangenehm sich solche Erscheinungen auswirken können, ist aus der schematischen Darstellung Fig. 16 ersichtlich. Im Netz der R E W, welches mit vielen anderen Netzen gekuppelt war, entstanden bei einem Kurzschluss ausserhalb Brauweiler Pendelungserscheinungen zwischen den gekuppelten Werken, so dass alle mit *X* bezeichneten Schalter auslösten, womit der ganze Parallelbetrieb gestört war.

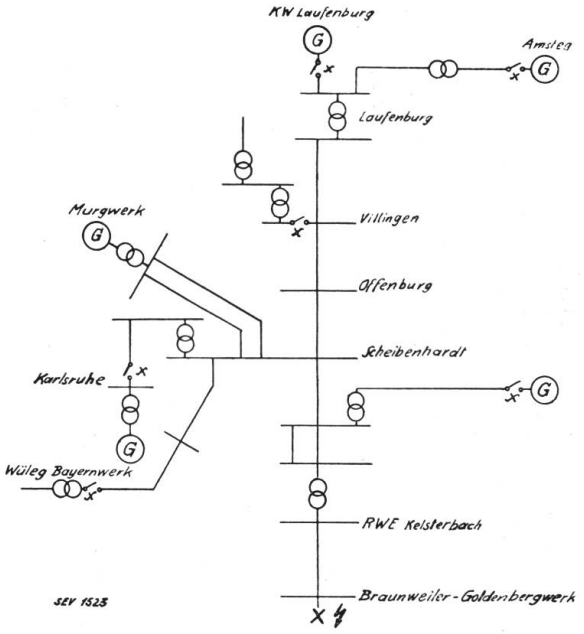

Fig. 16.

Was gibt es nun für Schutzmittel gegen solche Pendelungen, resp. zur Verhütung derselben?

Es ist dies wohl eine der ungeklärtesten Fragen, und ich möchte nur kurz meine persönlichen Ansichten zu den verschiedenen Vorschlägen geben.

Nach der einen Ansicht liegt die Lösung in kurzen Abschaltzeiten. Für die Bestimmung der Abschaltzeiten spielt sowohl das verwendete Schutzsystem (Selektivschutz), wie auch die Eigenzeit der Oelschalter eine Rolle. Moderne Oelschalter haben heute eine Eigenzeit (Zeit vom Moment der Kontaktgabe bis zum Löschen des Lichtbogens) von 0,3 bis 0,5 bis 0,7 s, je nach Spannung und Leistung. Neuzeitliche Schutzsysteme arbeiten mit einer minimalen Vorlaufzeit von 0,3 bis 0,5 s und benötigen wegen den genannten Oelschalter-Fallzeiten Staffelzeiten bei ca. 100% Sicherheit von im Mittel einer Sekunde, so dass wir mit durchschnittlichen Auslösezeiten von 1 bis 1,5 s rechnen können.

Da, wie in den Oszillogrammen ersichtlich, die Pendelung bei ungünstigen Verhältnissen bereits nach ca. $^1/_{10}$ s beginnt, ist mit diesen Ausschaltzeiten in solchen Fällen eine Störung nicht zu vermeiden. In Amerika verfolgt man heute den Gedanken, Oelschalter mit noch viel kürzerer Abschaltzeit zu konstruieren; es wird von Versuchen berichtet, wonach Oelschalter in 4 bis 6 bis 8 Perioden den Lichtbogen löschten, also bei 60 Per/s, was in Amerika üblich ist, im Mittel in $^1/_{10}$ s. Dazu kommt noch die mechanische Auslösezeit, die, wenn auch kurz angenommen, immerhin noch 0,1 s betragen dürfte. Nehmen wir nun noch ein ideales Schutzsystem, das wegen der Fallzeit der Oelschalter im Minimum eine Staffelzeit von 0,3 bis 0,4 s verlangt, so ergeben sich für die Gesamtauslösung doch wieder Auslösezeiten von ca. 0,5 bis 0,6 s. Also auch damit könnte bei ungünstigen Fällen eine Pendelung nicht verhindert werden, sehen wir doch in einem Oszillogramm, dass bereits nach 0,5 s Phasen-Opposition erreicht wurde. Abgesehen davon ist wohl kaum daran zu denken, sämtliche heute bestehenden Schalter umzubauen, resp. zu ersetzen. Diese Lösung würde einen ungeheuren Aufwand an Kosten verlangen und der Erfolg scheint ziemlich unbestimmt, auf keinen Fall sicher.

Nach anderer Auffassung kann die Stabilität der Kuppelleitungen durch eine entsprechende Erregung, die sogenannte Stosserregung, verbessert werden, wonach bei Störung die Erregung plötzlich stark erhöht wird. Ob dadurch die Stabilitätsverhältnisse wirksam verbessert werden können, ist ziemlich fraglich, da viele

Pendelungen, wie Versuche gezeigt haben, augenblicklich nach der Störung, d. h. beim ersten Belastungsstoss einsetzen, in einem Moment, in welchem die Verstärkung der Erregung noch kaum wirksam sein kann. Andererseits würde eine allgemeine Stosserregung in allen Kraftwerken, und nur eine solche wäre für die Stabilität wirksam, eine solche Erhöhung der Kurzschlussleistung ergeben, dass diese nur noch mit einem grossen Materialaufwand (Verstärkung der Schalter und Schaltanlage) bewältigt werden könnte. Durch die Vermaschung der Netze sind die Beanspruchungen in dieser Beziehung schon ohnehin sehr hoch, so dass noch an eine weitere Erhöhung der Kurzschlussleitung aus wirtschaftlichen Gründen wohl kaum ernstlich gedacht werden darf. Es scheint eher zweckmässig, falls Pendelungen eintreten, nach Entstehen derselben, die Erregung zu verkleinern (Ueberstromregler), um die unvermeidlichen Ausgleichströme und ihre Wirkung zu reduzieren.

Während die Tendenz fast allgemein dahin geht, die Verhütung der Pendelgefahr auf der elektrischen Seite zu suchen, bin ich eher der Ansicht, dass die Hauptursache für die Pendelungen bei den Antriebsmaschinen resp. bei deren Regulatoren liegt. Dass verschieden grosse Schwungmassen bei parallel arbeitenden Generatoren auf die dynamische Stabilität ungünstig einwirken, ist ohne weiteres einzusehen. Der Parallelbetrieb von Maschinen mit verschiedenen GD^2 lässt sich bei der Kupplung von Hoch- und Niederdruckwerken von Wasser- und Dampfkraftwerken nicht vermeiden. Dagegen arbeiten die heute verwendeten Tourenregler so verschieden hinsichtlich Reguliergeschwindigkeit, hinsichtlich Dämpfung und in der Regel noch mit verschiedener Einstellung der Leerlaufdrehzahl, dass darin einer der Hauptgründe für das Entstehen der Pendelungen besteht. Auf diesem Gebiete scheint mir mit weniger Aufwand eher und sicherer ein Erfolg zur Eindämmung der Pendelgefahr möglich zu sein.

IV. Lastverteilung.

Die Beherrschung des Energieflusses zerfällt bei Wechselstrom in zwei voneinander fast vollständig getrennte Probleme; die Verteilung der Blindleistung und die Verteilung der Wirkleistung.

a) Blindleistungsverteilung. Die Verteilung des Blindstromes steht in gekuppelten Netzen in engstem Zusammenhang mit der Spannungshaltung resp. Spannungsregulierung; sie wurde bereits in verschiedenen Veröffentlichungen eingehend behandelt und es sollen deshalb nur noch einige charakteristische Punkte herausgegriffen werden.

Der Spannungsabfall auf einer Uebertragung wird bei Vernachlässigung des Kapazitätsstromes und der Phasenverschiebung der Spannungen am Anfang und Ende der Leitung nach der bekannten Formel bestimmt:

$$\varepsilon = IR \cdot \cos\varphi + I\omega L \sin\varphi$$

oder, da $I\cos\varphi = I_w$ die Wattkomponente

und $I\sin\varphi = I_b$ die Wattlosekomponente ist, ergibt sich für den Spannungsabfall: $\varepsilon = I_w \cdot R + I_b \cdot \omega L.$

Diese Gleichung zeigt deutlich, dass bei einem bestimmten Wattstrom I_w und bestimmtem Spannungsabfall ε die wattlose Stromkomponente I_b festgelegt ist und umgekehrt. Es ist also entweder möglich, die Spannungen an den Endpunkten der Uebertragung und damit den Spannungsabfall zu wählen, womit der Blindstrom bestimmt ist, oder zu verlangen, dass die Leitung mit einem bestimmten $\cos\varphi$ (resp. bestimmten Blindstrom) betrieben wird, womit das Spannungsgefälle resp. die Spannungen an den Leitungsenden festgelegt sind. Sehr übersichtlich und klar kommt diese Beziehung in Fig. 17 zum Ausdruck. Die Ableitung des Diagramms beruht darauf, dass ein Strom, der der Spannung und den Winkel $\varphi_0 = \operatorname{arctg} \frac{R}{\omega \cdot L}$ voreilt, keinen Spannungsabfall zur Folge hat, während ein Strom, der senkrecht auf dieser Richtung steht, allein massgebend für den Spannungsabfall ist. Soll mit

Abfall 0, also mit gleichen Spannungen am Anfang und Ende der Leitung Energie übertragen werden, so muss der Endpunkt des Stromvektors auf die Gerade b_1 fallen; beträgt dagegen der gewählte Spannungsabfall ε_2, so muss der Endpunkt des Stromvektors auf b_2 und bei einem solchen von ε_3 auf b_3 liegen. Für einen bestimmten Wattstrom I_w ergibt sich beim Abfall 0 ein wattloser Strom von I_{b1} (voreilend), bei einem solchen von ε_2 ein Blindstrom von I_{b2} und bei ε_3 ein solcher von I_{b3}. Das Diagramm erlaubt also, die Verhältnisse auf einer Uebertragungsleitung in einfacher und klarer Weise rasch zu überblicken. Will man dagegen absolut genaue Werte haben, so kommt man auf hyperbolische Funktionen, die einen Ueberblick viel weniger rasch gestatten.

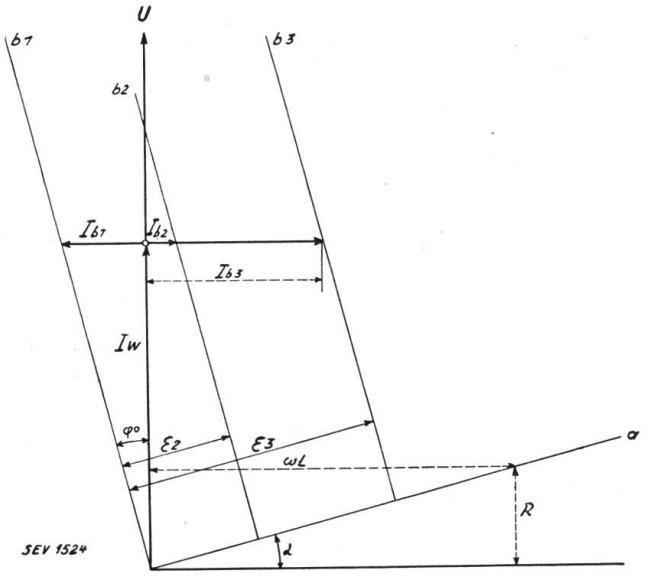

Fig. 17.
Vereinfachtes Strom- und Spannungsdiagramm.

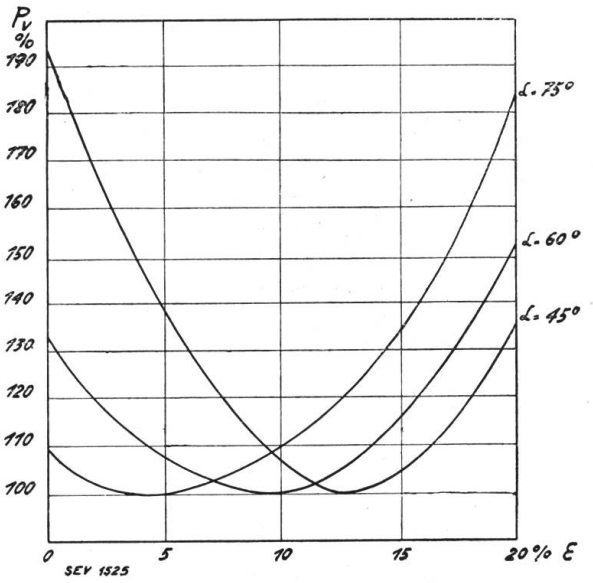

Fig. 18.
Verluste bei Vollast in % einer Uebertragung, bezogen auf Vollast $\cos\varphi = 1$, in Funktion des Spannungsabfalles.

Es ist nun jedoch möglich, dass die Spannungen aus bestimmten Gründen an den Endpunkten einer Uebertragung festliegen und demzufolge der Spannungsabfall nicht mehr gewählt werden kann. Je nach dem Spannungsabfall und dem Impedanzwinkel der Leitung ergeben sich für die Uebertragung verschieden grosse Verluste, wie dies in Fig. 18 dargestellt ist, in welcher der Impedanzwinkel als Parameter gewählt wurde, die Verluste in % als Ordinate und der Spannungsabfall als Abszisse aufgetragen sind. Zum Beispiel ist bei einem Impedanzwinkel von 75° das Minimum der Verluste bei einem Spannungsabfall von ca. 5 %. Bei gleichem Spannungsabfall (5 %) und einem Impedanzwinkel von 45° würden die Verluste ca. 40 % mehr betragen.

Aus diesen Kurven ist deutlich zu ersehen, dass man alles Interesse hat, die Leitung entsprechend ihrem Impedanzwinkel mit einem solchen Spannungsabfall zu betreiben, dass die Verluste ein Minimum werden. Müssen die Spannungen an den Leitungsenden nach anderen Gesichtspunkten reguliert oder eingestellt werden (z. B. Kompoundierung von Feeder usw.), so hat man immerhin Mittel und Wege, mit Hilfe von Zusatzapparaten die für die Uebertragung günstigen Verhältnisse zu erreichen.

Hierfür können, weil es sich in der Regel um Hochspannung handelt, Serie-Transformatoren, die entweder mit Erregertransformatoren und Stufenschaltern oder Induktionsregler gesteuert werden, oder aber Transformatoren mit unter Last umschaltbaren Anzapfungen in Betracht kommen. Die ersteren bedingen in der Regel ein ziemliches Anlagekapital und nicht zu vernachlässigende Verluste, so dass es

absolut logisch ist, dass die Lösung mit Stufentransformatoren mehr und mehr an Bedeutung gewonnen hat.

Die *Stufentransformatoren* können sowohl als Autotransformatoren, wie auch mit zwei getrennten Wicklungen ausgeführt werden. Die erste Ausführung bedingt bedeutend kleinere Eigenleistungen der Transformatoren und damit kleineres Anlagekapital und wird immer gewählt werden, wenn nicht besondere Bedingungen, wie z. B. Erdungsfragen oder Begrenzung der Kurzschlussleistung eine metallische Trennung der gekuppelten Netze verlangen.

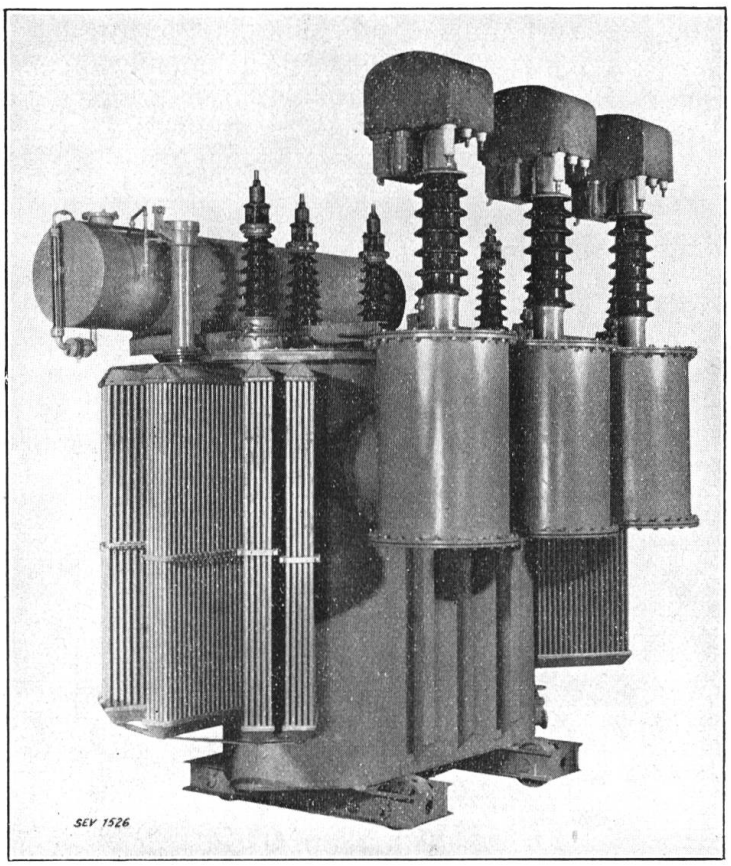

Fig. 19.
Dreiphasen-Reguliertransformator mit eingebautem Stufenschalter für Aufstellung im Freien (Bauart Brown Boveri).

Es soll an dieser Stelle noch erwähnt werden, dass ein eingeschalteter Autotransformator nur die Blindstromverteilung beeinflussen kann und keinen Einfluss auf die Wirkleistungsverteilung hat.

Fig. 19 zeigt einen solchen Stufentransformator. Charakteristisch für diese Lösung ist die Kombination des Stufenschalters mit den Durchführungsklemmen, was ein Minimum an Platzbedarf ergibt. Am untern Teil des Isolators, also unter Oel, ist die Kontaktbahn, während der Widerstand und der Funkenschalter, die für ein unterbrechungsloses Umschalten unter Last notwendig sind, auf der obern Seite des Isolators angeordnet werden. Dadurch ist erreicht, dass im Transformatorenkessel beim Schalten keine Funken entstehen und damit die Gewähr dafür, dass das Oel durch den Stufenschalter in keiner Weise beeinträchtigt wird. Die Funken

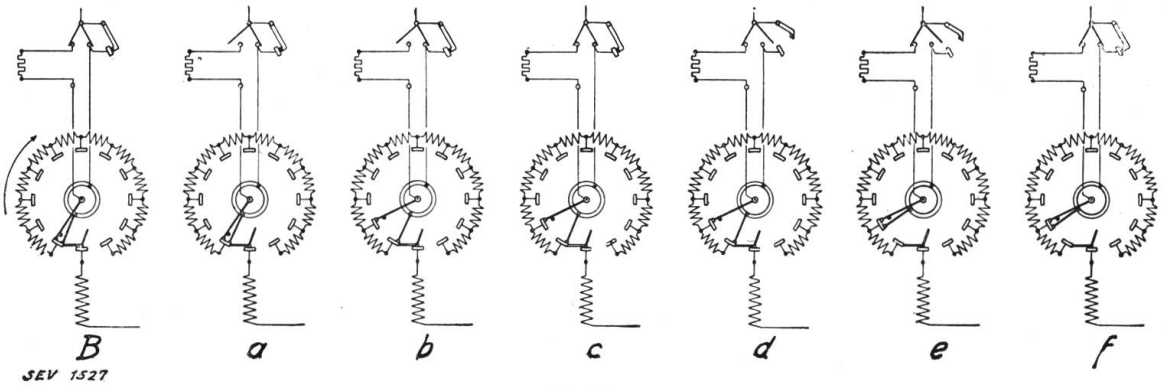

Fig. 20.
Schematische Darstellung der Arbeitsweise des Stufenschalters.

entstehen am speziell für diesen Zweck ausgeführten Funkenschalter ausserhalb des Transformators. Schematisch ist die Arbeitsweise des Stufenschalters in Fig. 20 wiedergegeben. Die sich successiv folgenden Stellungen des Stufen- und Funken-

schalters sind einzeln dargestellt. Der Antrieb des Stufenschalters kann sowohl von Hand als auch mit einem Motor erfolgen, so dass eine Regulierung nach einer beliebigen Funktion (Spannung, Leistungsfaktor, Blindleistung) auch automatisch erfolgen kann.

Es sollen noch kurz zwei Fragen erörtert werden, die für die Projektierung eines Stufentransformators nicht ganz belanglos sind.

Wenn ein Stufentransformator, der in einer Kupplungsleitung zwischen zwei Kraftwerken oder Netzen zu liegen kommt, durch Angaben der Durchgangsleistung in kVA und der max. Zusatzspannung festgelegt wird, so ist derselbe wohl für Berechnung und Konstruktion eindeutig bestimmt. Ob er jedoch am Aufstellungsort den Netzverhältnissen genügt, bedarf einer eingehenden Untersuchung. Wie bereits erwähnt, bedingt eine bestimmte Spannungshaltung an den Enden einer Uebertragung einen ganz bestimmten Blindstrom. Eine am Stufentransformator eingestellte Zusatzspannung ergibt eine eindeutig festgelegte durch den Transformator fliessende Blindleistung, wofür jedoch nicht nur die genannte Zusatzspannung am Transformator massgebend ist, sondern auch die Spannung am andern Leitungsende und die dazwischenliegende Impedanz. Es muss also bei der Festlegung der Spannungsgrenze bei einem Stufentransformator untersucht werden, ob beim max. durchgehenden Wirkstrom die eindeutig durch die max. Zusatzspannung bedingte Blindleistung den Transformator nicht überlastet.

Bei einer $\cos\varphi$-Regulierung mit einem Stufentransformator besteht diese Gefahr der Ueberlastung nicht. Hier kann es sich höchstens fragen, ob die gewählte Zusatzspannung für das Einhalten des verlangten Leistungsfaktors genügen wird, was wiederum mit den Endspannungen der Uebertragung und der Uebertragungsimpedanz zusammenhängt. Mit diesen Bemerkungen soll zum Ausdruck kommen, dass die kVA-Zahl und die Spannungsgrenzen eines Stufentransformators nicht willkürlich gewählt werden können, dass vielmehr die Netzverhältnisse für die richtige Auslegung eines Stufentransformators, der in eine Kuppelleitung zu liegen kommt, mitbestimmend sind.

Es wird öfters bei $\cos\varphi$-Regulierungen mit Stufentransformatoren eine Garantie von denselben verlangt, und zwar so, dass der Leistungsfaktor festgelegte Toleranzwerte nicht überschreiten darf, dies mit der Absicht, vom Regulierorgan eine bestimmte Genauigkeit zu bekommen. Einer solchen Toleranz kann unter Umständen der genaueste Regler nicht entsprechen. Die kleinstmögliche Spannungsänderung, die eingestellt werden kann, hängt von der max. verlangten Zusatzspannung und der Anzahl der vorgesehenen Stufen ab. Da nun die Spannung einer Stufe ganz bestimmte Aenderung des wattlosen Stromes ergibt und eine damit entsprechende Aenderung des $\cos\varphi$, die nur durch die Spannungshaltung am Leitungsende und der dazwischen liegenden Impedanz bestimmt ist, kann die Toleranz unter Umständen vom Regulierorgan nicht eingehalten werden. Für das Festlegen von Toleranzwerten kann demzufolge nicht nur die Genauigkeit des Regulierorganes in Betracht gezogen, sondern es müssen auch die Netzverhältnisse mitberücksichtigt werden.

b) Die Wirkleistungs-Verteilung.

Wichtiger als die Blindleistungsverteilung ist in einem Netz die Einhaltung und Verteilung der Wirkleistung, da diese die Energiewirtschaft unmittelbar beeinflusst, während die erstere nur die Spannungshaltung und die Uebertragungsverluste berührt. Während die Verteilung des wattlosen Stromes durch die Erregung resp. durch die Spannung der Generatoren gegeben ist, ist die Wirklastverteilung einzig abhängig von der dem Generator mechanisch zugeführten Leistung und deshalb von der Oeffnung resp. Beaufschlagung der Antriebsmaschinen.

Werden keine besonderen Bedingungen an die Wirklastverteilung gestellt, so kann diese sowohl unter Maschinen eines Kraftwerkes wie auch unter verschiedenen Kraftwerken proportional dem Drehzahlabfall (Statistik) der Antriebsmaschine erfolgen. In Fig. 21 ist eine solche Verteilung für zwei Maschinen oder auch für zwei

Kraftwerke ersichtlich. Kraftwerk 1 mit der Charakteristik *a* übernimmt entsprechend seiner Statistik von der Summenleistung P den Anteil P_1 und Kraftwerk 2 denjenigen P_2. Auf diese Weise kann eine beliebige Verteilung der Belastungen auf die gekuppelten Werke erreicht werden. Eine solche automatische Einstellung der Wirkleistungsverteilung nimmt jedoch in keiner Weise Rücksicht auf die wirtschaftlichen Verhältnisse der Energieverteilung, die darin bestehen sollte, dass die Gesamt-Energieerzeugungskosten ein Minimum werden. Dies ist in der Regel dann der Fall, wenn die gekuppelten Werke entsprechend ihrem Charakter betrieben werden können, d. h. wenn die Niederdruckwerke das ihnen zur Verfügung stehende Wasser voll ausnützen, oder ein eventueller Ueberschuss an Pumpspeicherwerken abgeben können und wenn die Spitzen von Werken mit Akkumuliermöglichkeit übernommen werden. Wegen den variablen Wasserverhältnissen in den Flusskraftwerken und der veränderlichen Belastung der Netze ist an eine feste Einstellung

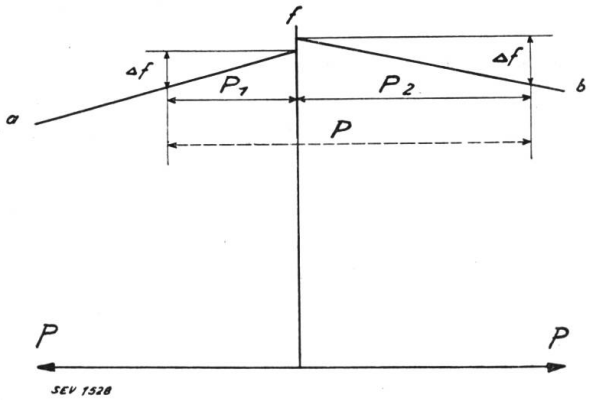

Fig. 21.
Leistungsverteilung nach bestimmter Statik auf parallel arbeitende Kraftwerken.

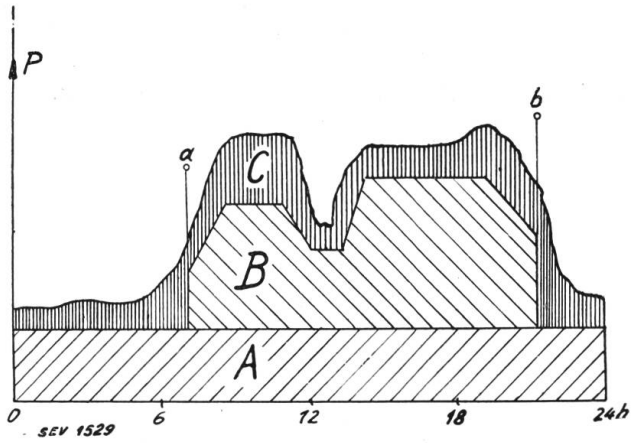

Fig. 22.
Tagesdiagramm.

der Tourencharakteristik der Antriebsmaschine aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr zu denken. Dies führte dazu, den einzelnen Werken entsprechend ihrem Charakter eine bestimmte Aufgabe zuzuweisen, die darin besteht, dass die Kraftwerke nicht mehr einen proportionalen Teil der Gesamtbelastung im Netz übernehmen, sondern einen Anteil, welcher der möglichst wirtschaftlichsten Betriebsführung entspricht, wobei Eingriffe von Hand unerlässlich werden.

Das Belastungsdiagramm eines Netzes, welches sich über einen Tag erstreckt, möge nach Fig. 22 aussehen. Aus diesem Diagramm kann vorerst ein Streifen *A* mit ganz konstanter Leistung herausgenommen werden, der wohl am zweckmässigsten einem Flusskraftwerk *A* mit annähernd konstanter Wasserzufuhr entnommen wird. Diese konstante Leistung wird dadurch eingehalten, dass die Turbinen bei vorausgesetztem konstantem Wasserstand mit konstanter Oeffnung, d. h. ohne jegliche Regulierung betrieben werden. Dadurch wäre das Werk im Einzelbetrieb naturgemäss nicht mehr in der Lage, die Frequenz des Netzes zu halten, so dass diese Aufgabe einem gekuppelten Werk übertragen werden muss. Dies wird bis zum Punkt *a* vom Werk *C* allein besorgt. Dieses Werk, dem die Frequenzhaltung übertragen ist, ist vorzugsweise ein Akkumulierwerk und arbeitet mit einer bestimmten Statik, so dass es jederzeit den Rest der Gesamtleistung übernimmt. Das Werk *C* kann jedoch diese Aufgabe nur so lange übernehmen als seine Leistung hierzu ausreicht. Da dies in der Zeit von $a-b$ nicht der Fall ist, muss noch ein weiteres Werk *B* eingesetzt werden. Dieses arbeitet nun nicht mit unveränderter Turbinenöffnung, sondern nach einem vorgeschriebenen Programm; die Frequenzhaltung und damit die Uebernahme der Spitzenbelastung besorgt nach wie vor das Werk *C*.

Auf diese Weise arbeiten heute wohl die meisten Netze; je nach der vorausbestimmten Tagesbelastung werden die einzelnen Kraftwerke angewiesen, entweder

Grundlast zu fahren wie Werk *A*, oder nach einem bestimmten Programm wie *B*, oder die Einhaltung der Frequenz zu übernehmen wie *C*, was mit der Uebernahme der Belastungsspitzen identisch ist. Diese Verteilung wird in der Regel zum voraus für einen Tag von einer zentralen Stelle der Betriebsleitung befohlen; sie behält sich jedoch vor, je nach den Verhältnissen Umdispositionen vornehmen zu können.

Die heutige Energiewirtschaft verlangt jedoch nicht nur eine befriedigende

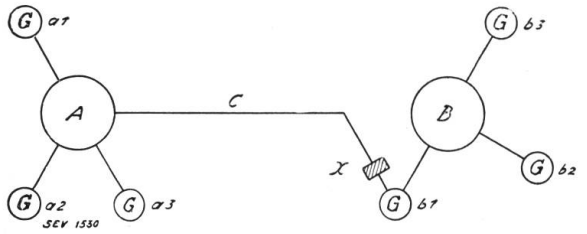

Fig. 23.

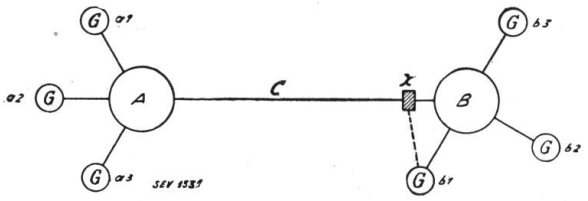

Fig. 24.

Energieverteilung auf die verschiedenen Kraftwerke eines Netzes mit *einer* Verwaltung, sondern auch einen Energieaustausch zwischen selbständigen Netzen. Dabei ist die Verbindung in der Regel nicht so eng, dass das neue Gebilde als ein einziges Netz aufgefasst werden kann. Der Zusammenschluss soll nur den Zweck haben, den Energieausgleich nach bestimmten Stromlieferungsverträgen zu ermöglichen, im übrigen jedoch jedem Partner möglichst grosse Freiheit erlauben.

Schliessen beispielsweise zwei Netze *A* und *B* mit einer einfachen Kuppelleitung gemäss Fig. 23 einen Vertrag zum gegenseitigen Leistungsaustausch, so kann jede beliebige, zum voraus bestimmbare Leistung eingehalten werden, wenn das Netz *A* die Takthaltung, resp. die Frequenzhaltung übernimmt, gleichgültig, wie die interne Verteilung auf die eigenen Werke erfolgt, während das Netz *B* mit *allen* seinen Werken nach einem bestimmten Fahrplan, resp. Programm, arbeitet, jedoch so, dass einem Werk als Fahrplan die Einhaltung der Vertragsbedingung übertragen wird, so wie es in Fig. 23 zum Ausdruck kommt.

Dadurch, dass das Werk b_1 nach einem an der Stelle x einzuhaltenden Fahrplan reguliert, muss es auch gleichzeitig die Spitzen des gesamten Netzes *B* übernehmen, bei der Voraussetzung, dass b_2 und b_3 nach Programm oder Grundlast fahren. Das Netz *A* wird einem Werk, z. B. a_1 die Frequenzhaltung übertragen und mit den andern beiden Werken a_2 und a_3 nach Programm arbeiten.

Schon ein Vertrag zwischen zwei unabhängigen Netzen bedingt eine weitgehende Verständigung, wenn der Energieaustausch die Vertragsbedingungen erfüllen soll. Mündet die Kuppelleitung *c* nicht in ein Werk ein, sondern irgendwo ins Netz *B*, gemäss Fig. 24, so bedingt die Forderung des Einhaltens des Vertrages eine Fernmessung von der Stelle x nach dem Werk b_1. Würde man auf diese verzichten und würde das Netz *B* mit allen Werken nach Fahrplan arbeiten, so würde das frequenzhaltende Werk des Netzes *A* neben der Spitzenbelastung seines Netzes auch noch diejenige des Netzes *B* übernehmen müssen, was kaum im Interesse der Vertragsschliessenden liegen würde.

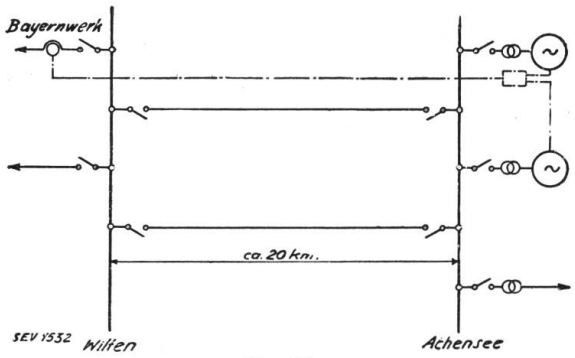

Fig. 25.
Fernregulierung im Netz der Tiwag (Innsbruck).

Solche Fernmessungen und selbst eine automatische Einstellung auf eine konstante Leistungsquote oder auf ein bestimmtes Programm zu einem entfernt gelegenen Uebergangspunkt sind heute bereits ausgeführt. Die von Brown Boveri im Aachenseekraftwerk (Tiwag, Innsbruck) ausgeführte automatische Fernregulierung

wird mittels zwei Telephonadern der Verbindung Wilten-Kraftwerk erreicht, und zwar ist es dennoch möglich, die Telephonverbindung zum Sprechen zu benutzen. Die Netzkonfiguration entspricht in grossen Zügen der Fig. 25. Der Vertrag mit dem Bayernwerk ist meines Wissens auf Einhaltung einer konstanten Leistungsquote abgeschlossen.

Aehnlich wie bei zwei Netzen macht sich auch der Energieausgleich beim Zusammenschluss von einer Mehrzahl von solchen, vorausgesetzt, dass die Kupplung in Sternform erfolgt (Fig. 26). Schliessen eine Mehrzahl von Netzen, z. B. 5 zum Austausch von Energie gegenseitig Verträge, so dürfen die Verbindungsleitungen der Netze I – V kein geschlossenes Polygon bilden, wenn ein solcher Zusammenschluss, wie es für zwei Werke erläutert wurde, vertragsmässig arbeiten soll. Es kann z. B. Netz I die Frequenzhaltung übernehmen, während die Netze II – V die über die Kuppelstellen 2 – 5 fliessenden vertragsmässig festgelegte Uebertragungsquoten einhalten müssen. Netz I wird deshalb zum mindesten mit einem Werk mit einer bestimmten eingestellten Statik arbeiten, während die Netze II – V mit allen Werken nach Fahrplan fahren, wobei ein Werk auf den Fahrplan der Uebergabestelle reguliert. Natürlich können die Rollen nach Gutdünken im Interesse grösster Wirtschaftlichkeit jederzeit vertauscht werden.

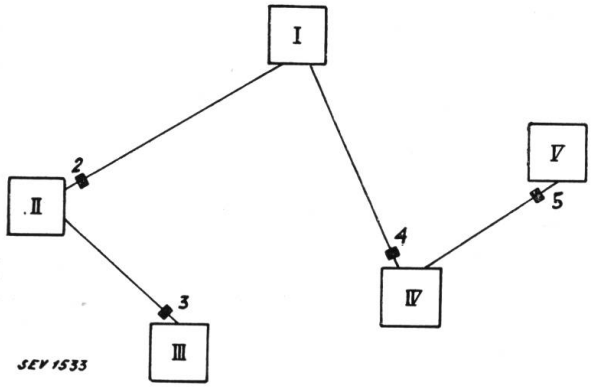

Fig. 26.

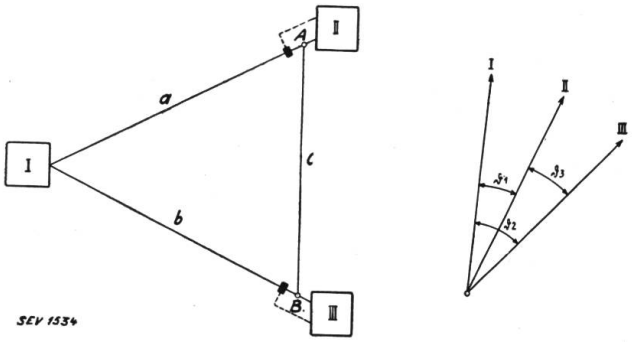

Fig. 27.

Etwas verwickelter werden die Verhältnisse bei einem ringförmigen Zusammenschluss, obwohl gerade diese Lösung betriebstechnisch und speziell für die Aufrechterhaltung und Sicherstellung der Energielieferung bei Störung von besonderem Interesse ist. Ein solcher ringförmiger Zusammenschluss von drei Netzen ist in Fig. 27 dargestellt. Bei einer solchen Netzkonfiguration sind Verträge zum Energieaustausch möglich, und zwar zwischen Netzen I – II, I – III und II - III. Wir können auch wieder verlangen, dass I die Frequenzhaltung übernimmt und II und III für die Verträge zwischen I – II und I – III verantwortlich sind. An die Kupplungsleitung *c* zwischen II und III sind nun aber zwei Bedingungen geknüpft, die sich gegenseitig beeinflussen und nicht ohne weiteres erfüllt werden können. Einmal bedingen die über die Leitung *a* und *b* vertraglich festgelegten Leistungen bestimmte Lagen der Spannungsvektoren in *A* und *B*. Anderseits jedoch verlangt auch die Uebertragung der vertraglichen Leistung zwischen Netz II und III über die Kupplung *c* eine bestimmte Phasenverschiebung zwischen den Spannungsvektoren in *A* und *B*. Ohne eine zusätzliche Einrichtung in der Kupplungsleitung *c* wird sich die Leistungsübertragung nach denjenigen auf *a* und *b* einstellen, so dass dadurch der Vertrag zwischen II und III nicht erfüllt werden kann. Die übertragenen Wirkleistungen sind bei gleichen Leitungsimpedanzen angenähert proportional dem Verschiebungswinkel zwischen den Spannungen, also die Uebertragung auf *a* dem Winkel δ_1, auf *b* dem Winkel δ_2 und auf *c* dem Winkel δ_3. Durch δ_1 und δ_2 ist δ_3 gegeben und damit auch die entsprechende Leistung. Wird nun in die Kupplung *c* ein Reguliertransformator eingebaut, der jedoch eine Zusatzspannung U_q nicht in Phase mit den

Spannungsvektoren, sondern eine solche, die auf diese senkrecht steht, eingebaut, so haben wir ein Mittel, den Phasenwinkel über die Kupplung *c* in beliebigen Grenzen zu varieren und damit auch die übertragene Leistung, d. h. wir können damit jeden beliebigen Vertrag erfüllen, insofern die Leitung dafür ausreicht. Die Verhältnisse ändern sich durch Einschalten dieses sogenannten Quertransformators gemäss Fig. 28. Durch Veränderung der nach Grösse variablen Querspannung lässt sich jeder beliebige Winkel δ_3 erreichen und damit die entsprechende Leistung. Genau genommen steht die Querspannung, die nur ein Ausgleich der *Wirkleistung* ergibt, nicht genau senkrecht auf der Nennspannung, sondern hat als Richtungswinkel den Impedanzwinkel der Uebertragung; jede andere Querspannung ergibt neben dem Wirklastausgleich auch noch eine Beeinflussung des übertragenen Blindstromes.

Dass die Verwendung des Quertransformators zur Wirkleistungsverteilung sich *nur* im geschlossenen Ring verwenden lässt und dass seine Richtung gleich dem Impedanzwinkel der Leitung sein muss, lässt sich nach dem Superpositionsprinzip leicht einsehen. Wenn in einem geschlossenen Ring irgend eine Spannung eingesetzt wird, so erzeugt diese einen Strom, der so gross ist, dass die gesamte Spannung vom Ohmschen und induktiven Spannungsabfall, bezogen auf die eingesetzte Spannung, aufgezehrt wird. Da der Strom in Phase mit dem Ohmschen Spannungsabfall liegt, gibt es eine ganz bestimmte Richtung der Zusatzspannung, die, bezogen auf die Spannungsvektoren des Netzes, nur einen Wattstrom ergibt; diese Richtung ist diejenige des Impedanzwinkels der Uebertragung.

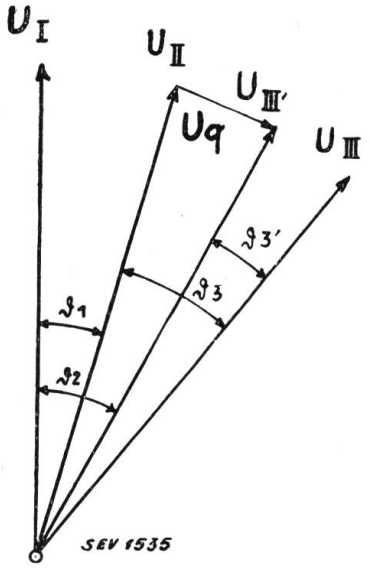

Fig. 28.
Veränderung des Winkels zwischen den Spannungen am Anfang und Ende einer Leitung mit Hilfe einer Querspannung.

Es gibt nun naturgemäss unzählige Möglichkeiten von Netzkupplungen, die sich jedoch alle in Stern und Dreieckbilder auflösen lassen, an Hand welcher ohne weiteres untersucht werden kann, ob gestellte Vertragsbedingungen prinzipiell eingehalten werden können oder nicht. Diese wenigen Beispiele sollen zeigen, dass nicht an jede willkürliche Kupplung zwischen elektrischen Netzen ohne weiteres bestimmte Vertragsbedingungen geknüpft werden können, dass jedoch heute speziell mit Hilfe des Quertransformators Mittel bestehen, die Verhältnisse zu beeinflussen, dass aber dennoch weitgehende Verständigungen zwischen den gekuppelten Netzen unerlässlich sind.

Es soll noch kurz ein Punkt erwähnt werden, der nicht ohne Einfluss auf den stabilen Parallelbetrieb ist. Wie wir gesehen haben, ist der Betrieb der Kraftwerke hinsichtlich Regulierung sehr verschieden. Die einen arbeiten mit Tourenregler, andere mit konstanter Oeffnung und wieder andere mit einer nach einem bestimmten Programm verstellbaren Beaufschlagung. Bei Störung (Kurzschluss) ist diese Verschiedenheit der Einstellung auf die dynamische Stabilität von der denkbar ungünstigsten Auswirkung. Es sollte meines Erachtens untersucht werden, ob es nicht möglich wäre, bei Störung alle Regulierungen automatisch auf eine sogenannte Störungsregulierung umzuschalten, die mit angenähert gleicher Einstellung aller Antriebsmaschinen arbeiten würde. Dadurch könnte entschieden die Pendelungsgefahr der Netze, heute wohl die unangenehmste Folgeerscheinung des Parallelbetriebes, nicht unerheblich gemildert werden.

Wenn es mir gelungen ist, mit den vorstehenden Ausführungen zu zeigen, dass die Netze nicht unwillkürlich gekuppelt werden können, wenn die Sicherstellung der Energielieferung erhöht, die Ausdehnung der Störungen eingedämmt und die Energielieferungsverträge eingehalten werden sollen, dann ist sein Zweck erfüllt.