Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens

Herausgeber: Association suisse des électriciens

Band: 44 (1953)

Heft: 4

Artikel: Isolation und Überspannung : Stabilität der Höchstspannungsübertragung

Autor: Berger, K.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1058052

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: 15.12.2025

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

Isolation und Überspannungen, Stabilität der Höchstspannungsübertragung

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 5. Dezember 1952 in Zürich,

von *K. Berger*, Zürich

621.315.027.7 : 621.317.333 + 621.3.016.35

In einem Kurzreferat streift der Autor die Fragen der zu erwartenden Überspannungen und der daraus zu fordernden Isolationsbemessung eines Höchstspannungsnetzes. Im 2. Teil wird zunächst die spezielle Frage diskutiert, ob und wie weit die einpolige Kurzschlussfortschaltung die Stabilität einer Übertragung verbessern kann und in welchen Fällen sie als Ersatz der Löschspule des ungeerdeten Netzes angezeigt scheint. Anschliessend wird die allgemeine Frage der Betriebssicherheit der Höchstspannungsübertragung und die Frage der Leistungsreserven bei Störungen gestreift.

Bref rapport concernant les surtensions susceptibles de se présenter dans un réseau à très haute tension et le dimensionnement de l'isolement. Examen de la question de savoir si la transmission unipolaire d'un court-circuit permet d'améliorer la stabilité d'une ligne de transport d'énergie et dans quels cas elle peut être substituée à la bobine d'extinction d'un réseau non mis à la terre. Brèves considérations sur la sécurité de fonctionnement des lignes à très haute tension et sur la question d'une réserve de puissance en cas de perturbations.

A. Überspannungen

Um eine Isolation zu bemessen, ist vor allem die Kenntnis der verschiedenartigen Spannungsbeanspruchungen im Betrieb nötig. Einerseits sind dies die dauernden und vorübergehenden betriebsfrequenten Spannungserhöhungen, anderseits die kurzzeitigen Überspannungen.

I. Betriebsfrequente Spannungserhöhungen

Bei Höchstspannung kommt als dauernde Spannungsbeanspruchung gegen Erde die Sternspannung (Phasenspannung) in Betracht, weil ja der Nullpunkt bei möglichst allen Transformatoren direkt oder über kleine Reaktanzen geerdet wird. Die Polspannung mit Betriebsfrequenz kann nun aus verschiedenen Gründen höher sein als der Nennwert der verketteten Spannung dividiert durch $\sqrt{3}$, d. h. höher als die normale Sternspannung.

Es sind hauptsächlich folgende unvermeidliche Vorgänge, welche zu vorübergehender Spannungserhöhung aller Phasen führen:

a) Speisung einer offenen langen Leitung («Ferranti-Effekt»);
b) Plötzliche Entlastung eines Kraftwerkes, insbesondere von grosser induktiver Last, infolge einer Abschaltung beim Verbraucher;
c) Selbsterregung der Generatoren durch leerlaufende Leitungen.

Sofern die Leitungslängen zwischen Stützpunkten 200 km nicht übersteigen, muss mit vorübergehenden dreiphasigen Spannungserhöhungen von 20...30 % gerechnet werden. Der schlimmste Fall tritt stets ein, wenn eine einzige Leitung aus einem Werk ohne eigenes Verbrauchergebiet gespeist wird. Falls nicht viel längere Leitungen in Betracht kommen als in Zentraleuropa, ist der Vorgang gegenüber jenem in den heutigen 150- und 225-kV-Netzen nicht grundsätzlich verschieden. Die Liste wäre zu ergänzen durch unsymmetrische Überspannungen, z. B. durch jene, die auf den beiden gesunden Phasen während eines Erdschlusses der dritten Phase entstehen. Die Spannung der gesunden Phasen erreicht dabei gegen Erde einen Zwischenwert zwischen Phasenspannung und verketteter Spannung, weshalb mit 0,8 × verketteter Spannung als grösste Spannung gegen Erde zu rechnen ist.

II. Kurzzeitige Überspannungen

Als wichtigste Überspannungen kommen in Frage:

a) Überspannungen beim Ausschalten leerlaufender Transformatoren;
b) Überspannungen beim Ausschalten leerlaufender Leitungen;
c) Atmosphärische Überspannungen.

a) Überspannungen beim Ausschalten leerlaufender Transformatoren

Diese Überspannungen sind für Höchstspannungsnetze von erster Bedeutung. Sie sind heute noch nicht restlos abgeklärt, so dass man nicht voraussagen kann, in welchen Fällen sie zu erwarten sind und in welchen nicht. Ihre Kenntnis ist deshalb wichtig, weil sie am wertvollsten und teuersten Objekt der Hochspannungs-Energieübertragung, nämlich am Transformator entstehen. Ihre Tücke liegt darin, dass von diesen Überspannungen eingeleitete Schäden, z. B. Windungsdurchschläge, vorerst gar nicht erkannt werden können, weil sie erst in dem Moment auftreten, wo der Transformator vom Netz beidseitig getrennt ist. Eine Beschädigung der Wicklung oder der Stufenschalter kann daher erst später bei irgendeiner an sich harmlosen Beanspruchung zum Vorschein kommen. Nicht umsonst stellt die Aufklärung solcher Schäden gelegentlich fast unlösbare Rätsel.

Die Begrenzung der Schaltüberspannungen gelingt entweder an der Quelle mit Hilfe von *Schalter-Widerständen*, die sich als ausserordentlich wirksam erwiesen haben, oder dann mit Hilfe von *Ableitern* am Transformator.

Betrachten wir zuerst die Ableiter. Die heutigen Ableiter sind der Beanspruchung beim Leerschalten von Transformatoren energetisch durchaus gewachsen. Allerdings ist die Stromdauer im Ableiter viel grösser als bei atmosphärischen Überspannungen, nämlich in der Grössenordnung einiger ms statt der 30 µs beim schweizerischen Normalstoss. Dafür sind die Ströme kleiner, nämlich beim Ausschalten des stationären Leerlaufstromes von der Grössenordnung 10 A, während des Ausschaltens von Sättigungsströmen von der Grössenordnung 100 A. Mit modernen Ableitern lässt sich die Spannung auf den 2,2fachen Scheitelwert der höchsten am Ableiterpol auftretenden 50-Hz-Betriebsspannung begrenzen.

Mit dem eleganteren Mittel der *Schalterwiderstände* wurde bei Versuchen in Bottmingen im löschspulengeerdeten 150-kV-Netz der Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität (Atel) erreicht, dass am Transformator höchstens doppelte verkettete Spannung als Überspannung gegen Erde auftritt. Demgegenüber entstanden ohne Schalterwiderstände je

nach Schaltertyp, entweder bei jeder Schaltung, oder doch hie und da Überschläge der 1-m-Funkenstrecke am Transformator, wozu knapp 600 kV Stoßspannung nötig sind. Im Auftrag des Schweizerischen Elektrotechnischen Komitees (CES) haben wir dem Comité d'Etudes n° 17 der CEI in Scheveningen einen Bericht vorgelegt, in welchem wir alle Messungen von Schaltüberspannungen zusammenstellten, die in der Schweiz oder von Schweizer Firmen im Ausland durchgeführt wurden; der grösste Teil davon betrifft Auftragsmessungen der Forschungskommission des SEV und VSE für Hochspannungsfragen (FKH). Der Bericht wird nächstens im Bulletin des SEV veröffentlicht werden. Über die Messwerte orientiert Tabelle I.

weil die dabei entstehenden Überspannungen die Ableiter zum Ansprechen bringen, wobei diese energetisch überlastet werden und zu Grunde gehen können. Unsere Erfahrungen mit allen modernen schweizerischen Schaltern sind glücklicherweise von den amerikanischen Beobachtungen sehr verschieden. Das Ausschalten langer und sehr langer Freileitungen mit Betriebsspannungen von 150 und 225 kV mit Schaltern aller drei schweizerischen Schalterfirmen führt praktisch nur zu bedeutungslosen, zum Teil überhaupt zu keinen Überspannungen. Über Messwerte orientiert Tabelle II, die ebenfalls dem erwähnten Bericht entnommen ist. Für die Bemessung der Leitungsisolation ist diese Tatsache insbesondere dann von Bedeutung, wenn es

Tabelle I

Ausschalt-Ueberspannungen von leerlaufenden Transformatoren

Ort	Schalter: Typ	Schalter: Parallelwiderstand	Transformatoren: Übersetzungsverhältnis ü	Transformatoren: Betriebsspannung kV	Transformatoren: Effektiver Leerlaufstrom A	Anzahl Schaltungen	Überspannungsfaktor k (0 1 2 3 4 5 6 7)
Siebnen	c [1]	– [3]	141/50,4	50	11	20	
		R [2]				10	
		–		145	4	20	
Bickigen	c	–	141/49,1	140	5	6	
	a [1]	–				8	
		–		46	15,5	13	
Laufenburg	b [1]	–	48,2/6,3	48	3	13	
		–		6,2	24	9	
Rempen	a	–	50/8,8...9,6	50	6,7	35	
		R				46	
Bottmingen	a	–	167/45...56	46...53	12	47	
		R		47		31	
	b	–		150	4	12	
		R				60	
	c	–				20	
		R				31	
Grüze	a	–	64/15	10...17		106	
	c	–		15		13	
Stadsforsen	b	R	9,2/132/220	220	61...66	9	
					23...25	27	
					2	7	

SEV 20539

k höchste während der Ausschaltungen aufgetretene Spannung gegen Erde, auf den Scheitelwert der Phasenspannung bezogen
[1]) a, b, c verschiedene Schaltertypen von verschiedenen Schweizer Fabriken
[2]) metallischer oder spannungsabhängiger parallel zu den Schalterhauptkontakten stehender Widerstand, der einige Perioden nach den Hauptkontakten ausgeschaltet wird
[3]) Schalter ohne Widerstand

■ geschaltete Seite ▨ offene Seite

b) Überspannungen beim Ausschalten leerlaufender Freileitungen ab Sammelschienen oder Einzeltransformatoren

Es ist interessant festzustellen, dass dieser Fall in den Vereinigten Staaten als der Fall der gefährlichsten Überspannungen bezeichnet wird. Gefährlich soll er insbesondere bei Höchstspannungen sein,

gelingt, auch die atmosphärischen Überspannungen von der Freileitung fern zu halten. Es lässt sich in diesem Fall durchaus daran denken, Freileitungen für Höchstspannungsnetze mit Nullpunkterdung beträchtlich schwächer zu isolieren, als es nach bisheriger Praxis in nicht starr geerdeten Netzen möglich war.

c) *Atmosphärische Überspannungen*

Es ist möglich, Höchstspannungsleitungen im Tiefland blitzsicher zu bauen. Erforderlich ist das Auffangen des Blitzes auf 1 oder besser 2 Erdseilen, und die Abführung des Blitzstromes über Masterdungen, die pro Mastfuss 10 Ω nicht übersteigen.

Folgende Ausführungen stützen sich auf unsere Blitzstrommessungen auf dem Monte San Salvatore im Tessin, sowie auf eine Veröffentlichung der deutschen Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen über sehr ausgedehnte, über 8 Jahre dauernde Stahlstäbchenmessungen an ca. 2000 km deutscher Leitungen, mit einem Aufwand von über 100 000 Stahlstäbchen [1]).

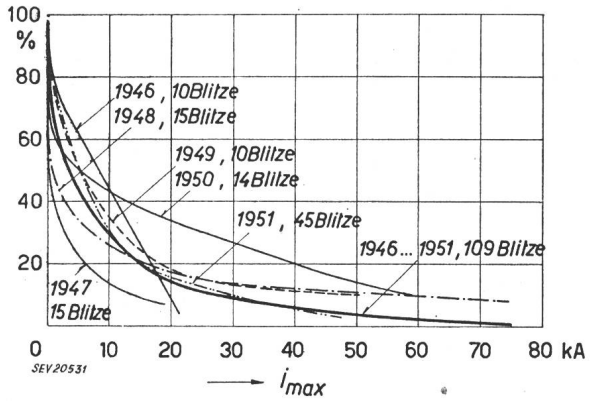

Fig. 1

Summenhäufigkeit der am Maste San Salvatore gemessenen Stromhöchstwerte von Gesamtblitzen

i_{max} Maximaler Stromscheitelwert pro Blitzeinschlag

einzelne Gewitterperioden (1946...1951)

Summe der 6 Jahre 1946...1951

Fig. 1 zeigt die Häufigkeit verschieden hoher Blitzströme bei Einschlägen in den Messturm auf dem Monte San Salvatore. Fig. 2 gibt die Häufigkeit von Blitzeinschlägen in Leitungen verschiedener Spannung gemäss den deutschen Stäbchen-Messungen, wobei Blitzströme unterhalb ca. 2,5 kA wegen Unempfindlichkeit der Stäbchen nicht erfasst wurden. Für unsere Gegenden ist mit 1 Blitzeinschlag pro Jahr auf je 4 km Leitung zu rechnen, oder mit 25 Einschlägen pro 100 km Leitung. Fig. 3 zeigt die daraus errechnete Häufigkeit von Rücküberschlägen für 2 Fälle :

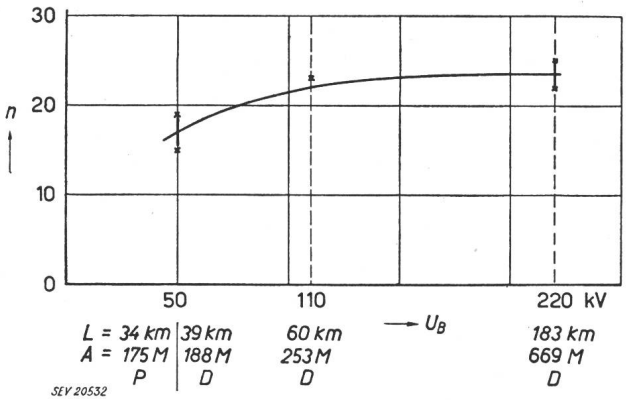

Fig. 2

Zahl n der Blitzeinschläge pro 100 km Leitung und pro Jahr nach deutschen Stäbchenmessungen

U_B Betriebsspannung der Leitungen; L Länge der untersuchten Leitungen; A Zahl der untersuchten Masten; P Portal-Anordnung der Masten; D Doppelleitungsmasten

a) für die Tieflandleitung mit $R_e \leq 10\ \Omega$,

b) für den extremen Fall einer Leitung mit Masten auf isolierendem Fels, z. B. im Gotthardgebiet, mit 2 Erdseilen und 2 Bodenseilen. Dies entspricht ca. 50 Ω fiktivem Erdungswiderstand.

Für jede Leitungsisolation ergibt sich die mittlere Anzahl Rücküberschläge, d. h. Störungen der 100-km-Leitung pro Jahr infolge Blitzeinschlags. Man sieht, dass z. B. 100-km-Tieflandleitungen mit 1300 kV Stossfestigkeit alle paar Jahre noch *eine* Blitzstörung aufweisen. Demgegenüber ist die Hochgebirgsleitung, deren Masten nicht geerdet werden können, immer noch gefährdet. Während sich somit bei der Hochgebirgsleitung eine Isolationserhöhung mit Rücksicht auf Blitzeinschläge unter Umständen immer noch lohnt, kommt die Tieflandleitung an die Grenze, wo die Isolationshöhe nur mehr durch die innern Überspannungen gegeben ist.

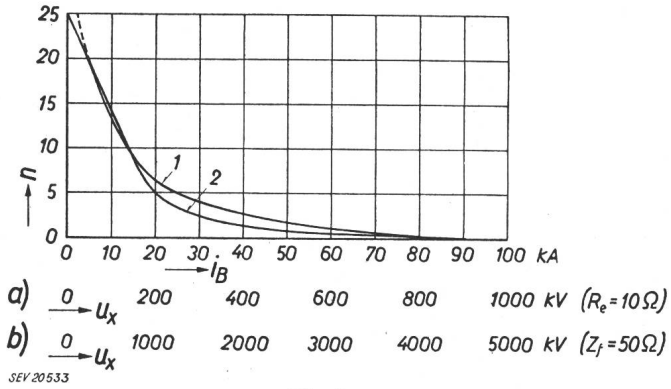

Fig. 3

Jährliche Zahl n der Blitzstörungen pro 100 km Leitung durch Rücküberschlag als Funktion der Überschlagstoßspannung u_x der Leitung

a für Tieflandleitungen mit $R_e = 10\ \Omega$
b für Gebirgsleitungen auf isolierendem Fels mit 2 Erd- und 2 Bodenseilen ($Z_f = 50\ \Omega$)
1 auf Grund von 109 Blitzstrom-Oszillogrammen vom Monte San Salvatore
2 auf Grund von rund 1000 deutschen Stäbchenmessungen
i_B Scheitelwert des Blitzstromes; R_e Erdungswiderstand des Mastes; Z_f fiktive Impedanz der Erd- und Bodenseile
Der Rücküberschlag findet statt, wenn: *a* $i_B R_e \geq u_x$
b $i_B Z_f \geq u_x$

Es darf darauf hingewiesen werden, dass die verschiedenartigen schweizerischen und deutschen Beobachtungen, jene auf Grund der Oszillogramme von bisher 109 Blitzströmen, diese auf Grund von ca. 1000 Maststrommessungen mit Stahlstäbchen, ausserordentlich gut übereinstimmen.

Fig. 3 lässt auch die Störungszahl beim Weglassen jeglicher Erdseile abschätzen, indem mit einem fiktiven Abflusswiderstand eines Phasenseiles von 250 Ω für Leitungen ohne Bündelleiter zu rechnen ist. Ich persönlich möchte das Weglassen von Erdseilen, wie das heute im Ausland zum Teil vorgeschlagen wird, durchaus nicht empfehlen, weder für Tiefland- noch für Gebirgsleitungen. Nach unsern Erfahrungen ist es jedoch nötig, Leitungsbilder, für die im Tiefland 1 Erdseil genügt, im Gebirge mit 2 Erdseilen auszurüsten.

[1]) siehe *Baatz, Herbert:* Blitzeinschlag-Messungen in Freileitungen. Elektrotechn. Z. Bd. 72(1951), Nr. 7, S. 191...198.

Ziehen wir nun die Folgerungen aus diesen Spannungsbetrachtungen für die erforderlichen Isolationshöhen:

vielleicht wegen lokaler Schwingungen, vor allem bei der Betätigung der Trenner, eher optimistisch ist. Vielleicht muss die Stationsisolation in Luft auf

Tabelle II

Ausschalt-Ueberspannungen von leerlaufenden Leitungen

Ort	Schalter: Typ	Schalter: Parallelwiderstand	Leitungen: Betriebsspannung kV	Leitungen: Effektiver Leerlaufstrom A	Leitungen: Länge km	Anzahl Schaltungen	Überspannungsfaktor k (0 1 2 3 4 5 6 7)
Siebnen	c [1]	– [3]	140		48	7	
↓	↓	–	↓		8	14	
Bickigen	c	–	138		24,5	6	
↓	a [1]	–	↓		↓	11	
Coulee Dam	b [1]	R [2]	235/√3	62	160	4	
↓	↓	↓	↓	115	↓	4	
				156		4	
Fontenay	b	– ... R	220	45	136	4	
↓	↓	↓	↓	116	314	2	
				195	474	2	
				412	828	2	
Fallou	c	–	220	8	19,5	1	
↓	↓	–	↓	55	143	2	
		–		92	240	1	
Spokane	c	–	115	4	16	8	
↓	↓	–	↓	9	48	11	
		–		31	132	22	
		–		53	264	8	
		–		67	395	9	
Fontenay	a	–	220	8,5	18	1	
↓	↓	–	↓	63	214	9	
		–		102	420	14	
St. Johann	a		110	60...78	35,7 + 15,7 K. [4]	8	
Stadsforsen	b	R	220	27	72	8	
↓	↓	↓	↓	36/0	↓	4	
				190	480	8	
				280/0		4	

SEV 20540

k, [1], [2], [3] siehe Tabelle I

[4]) aus Kabeln bestehender Anteil der Leitung

▨ Transformator-Seite

■ Leitungs-Seite

In Tabelle III sind zunächst die vom SEV und der CEI genormten Stosswerte für 150 und 225 kV und die daraus extrapolierten Werte für 380 kV zusammengestellt. Fig. 4 enthält die dem Vortragenden möglich scheinenden Werte der Isolationshöhen für 380 kV.

Auf die Begründung und Diskussion der Zahlenwerte in Fig. 4, die meines Erachtens Minima sind, kann ich wegen zu knapper Zeit nicht eingehen. Nur einige Details möchte ich erwähnen.

Auffallend ist zunächst das tiefe Stossniveau der Freileitung (1300 kV), das nicht sehr viel höher liegt als das einer 225-kV-Leitung. Die Stations-Luftisolation ist zunächst gleich hoch angesetzt, was

den Wert der Transformator-Stoßfestigkeit (1425 kV) erhöht werden, womit dann allerdings jede Abstufung zwischen Luft- und innerer Isolation am Transformator wegfällt, d. h. dass dieser ganz offensichtlich auf einen Ableiter angewiesen ist. Diese Lösung hat sich in mehr versteckter Weise in der Praxis bereits bei 150 und 225 kV angekündigt.

Die wesentlichen Folgerungen möchte ich wie folgt zusammenfassen:

1. Bei Tieflandleitungen, bei denen es gelingt, Blitzeinschläge von den Leiterseilen fernzuhalten, dürfte eine gegenüber der heutigen Bemessungspraxis 20...30 % knappere Leitungsisolation zulässig sein. Verschmutzungs- und Alterungseffekte sind

dabei weggelassen; sie dürften an Stab- und Vollkernisolatoren in unseren Gegenden keine Rolle spielen.

2. Die Bemessung der Leiterseile und ihrer Armaturen soll der Bedingung genügen, dass Höchstspannungsleitungen in trockenem Zustand nicht schlimmere Radiostörungen verursachen als die bestehenden 150-kV-Leitungen. Die Untersuchung der Seile in dieser Hinsicht ist in der Koronameßstation Gösgen der FKH möglich und z. T. bereits durchgeführt. Auf die Frage der in dieser Hinsicht sehr günstigen Bündelleiter kann ich hier nicht eintreten.

3. Der grosse Einfluss der Isolationshöhe auf Abmessungen, Gewicht und Preis der Transformatoren für höchste Spannung lässt es wirtschaftlich gerechtfertigt erscheinen, die Überspannungen am Transformator zu begrenzen, sei es gegenüber Schaltüberspannungen durch Schaltwiderstände, oder mit Hilfe von Ableitern.

4. Die Stossprüfung sollte für Höchstspannungstransformatoren als Fabrikationskontrolle durchgeführt werden. Sie hat in der kurzen Zeit ihrer Anwendung in der Schweiz bereits wertvolle Resultate gezeitigt. Die Prüfung muss mit beiden Stosspolaritäten durchgeführt werden. Die Prüfspannung soll wesentlich höher liegen als die Ansprech- und Restspannung der Ableiter, um örtlichen Spannungsunterschieden, einem allfälligen Kabelanschluss und der Alterung der Transformatoren Rechnung zu tragen. Die Anzahl Prüfstösse muss in vernünftigem Zusammenhang stehen mit der Anzahl praktischer Beanspruchungen, wobei der Transformator durch die Prüfung nicht vorbeschädigt werden darf. Dies bedingt eine genauere Abklärung der sog. Alterung.

5. Ableiter für Höchstspannung sollen möglichst nahe an die Transformatoren, jedenfalls transformatorseitig des Transformatorschalters, und nicht an die Leitungen gesetzt werden. Diese Ableiter sind vor allem zur Begrenzung der Leerschaltüberspannungen nötig, ferner zur Begrenzung hoher atmosphärischer Überspannungen aus Gebirgsleitungen. Infolge der starren Nullpunkterdung sind die grundsätzlich für 80 % der verketteten Betriebsspannung zu bemessen, wobei den Spannungs-

Tabelle III

Stossfestigkeit von Höchstspannungs-Transformatoren									
U_n (kV)		U_{max} (kV)		Isolations-fall	Stossprüfspannung				
					SEV			CEI	
SEV	CEI	SEV	CEI		Schutz-niveau	Luft-isolation 50 %	Innere-isolation 1,15 $U_{50\,\%}$	Halte-spannung 0 %	Abgeschn. Stoss
150	150	173	170	A	495	660	760	730	noch nicht festgelegt
				B	400	-	610	630	
220	225	253	250	A	720	960	1100	1050	
				B	575	-	880	890	
380	380	-	400	(A)	(1250)	(1660 (a))	(1900 (a))	(1775 (a))	
380	380	-	400	B	1000	-	1520 (a)	1500 (a)	
								1425 (b)	
								1400 (c)	

SEV 20541

A volle Isolation ohne Rücksicht auf Nullpunkterdung
B reduzierte Isolation, nur mit starrer Nullpunkterdung
SEV: 80 % von *A*; CEI: ca. 85 % von *A*
a linear extrapoliert auf Grund von U_n
b linear extrapoliert auf Grund von U_{max}
c berechnet auf Grund der Formel $u = [\,4\,U_{max} + 50\text{ kV}]$ nach CEI 14(Sekretariat)14, 1951, und reduzierter Isolation

[ ] eingeklammerte Werte rein theoretisch, da praktisch immer Fall *B*
U_n Nennspannung
U_{max} maximal zulässige Betriebsspannung
Grundlagen: CEI 28(Secrétariat)3 vom Januar 1951; Publ. SEV Nr. 183 und 108 von 1948 und 1951

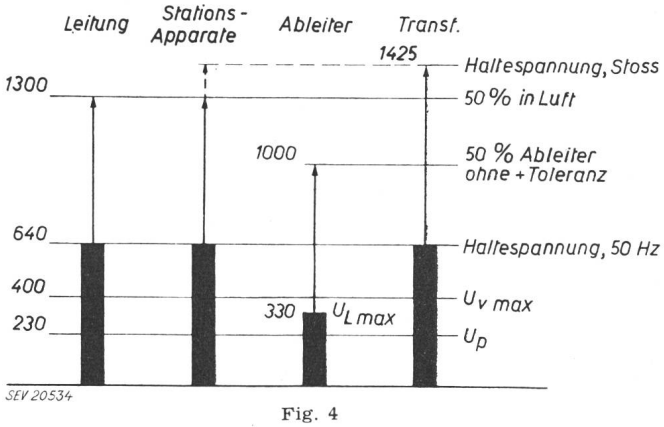

Fig. 4
Vorschlag zur Isolationsbemessung für eine Übertragungsspannung von 380 kV

$U_{v\,max}$ maximal zulässige Betriebsspannung; U_p maximal zulässige Phasenspannung; $U_{L\,max}$ maximale Spannung der Ableiter, bei welcher sie löschen müssen

Effektivwerte der Wechselspannungen

Scheitelwerte der Stoßspannungen

erhöhungen im Höchstspannungsbetrieb Rechnung zu tragen ist.

B. Stabilität

Stabilität ist die Eigenschaft einer Leitung oder eines Netzes, eine bestimmte Leistung zwischen zwei entfernten Punkten, je mit Erzeugern und Verbrauchern, im synchronen Parallelbetrieb zu übertragen, und zwar sowohl im ruhigen stationären Betrieb *(statische Stabilität)*, wie auch bei vorübergehenden Leistungsschwankungen *(dynamische Stabilität)*. Leistungsschwankungen können dabei durch irgendwelche Ausgleichsvorgänge entstehen, z. B. plötzliche Belastungsänderung, Ausfall von Übertragungselementen, plötzlich auftretende Kurzschlüsse mit oder ohne Kurzschluss-Fortschaltung usw.

Es ist nicht möglich, in der zur Verfügung stehenden Zeit die Stabilität zusammenhängend zu behandeln. Wir wollen uns notgedrungen darauf beschränken, eine spezielle Stabilitätsfrage der Höchstspannungsübertragung zu skizzieren. Es ist dies die Frage, welche Vorteile die *einpolige* gegenüber der *dreipoligen* Kurzschlussfortschaltung bietet.

Infolge der starren Nullpunkterdung, die für die Überspannungsbeanspruchung grosse Vorteile mit sich bringt, wirkt sich jeder einpolige Erdschluss als Kurzschluss aus. Dies bedeutet aber eine Abschaltung. Da gerade bei der Höchstspannung stets nur eine kleine Anzahl Leitungen zur Verfügung steht, ist eine Hauptfrage der stabilen Übertragung, unter welchen Bedingungen durch rasche Kurzschlussfortschaltung der Parallelbetrieb aufrechterhalten oder sofort wieder hergestellt werden kann, so dass beim Verbraucher überhaupt kein Unterbruch in der Energieversorgung entsteht, sofern die dortigen Synchronmaschinen die Speisung des Verbrauchers über die Kurzunterbrechung der Übertragung voll übernehmen. Soweit dies gelingt, kann die einpolige Kurzschluss-Fortschaltung im Netz mit starrer Nullpunkterdung die Funktion der Löschspule im nicht starr geerdeten Netz übernehmen, d. h. einpolige Erdschlüsse für den Betrieb bedeutungslos machen. Ich setze die Tatsache voraus, dass über eine widerstandlose Freileitung mit der Reaktanz X_L eine Leistung

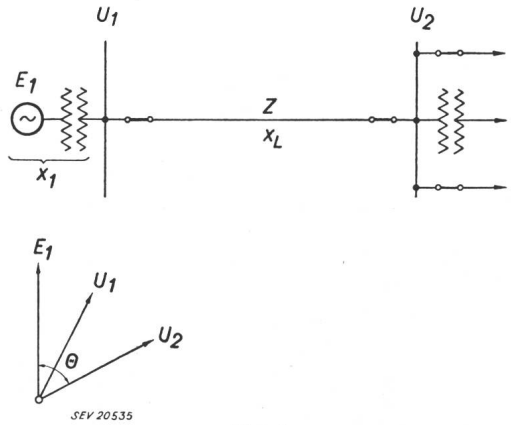

Fig. 5
Über eine widerstandlose Freileitung übertragbare Wirkleistung P
E_1 E.M.K. der Generatoren; U_1 Spannung an der Leitung, Erzeugerseite; U_2 Spannung an der Leitung, Verbraucherseite; Z Wellenwiderstand der Leitung; X_1 Reaktanz der Generatoren und Transformatoren beim Erzeuger; X_L Reaktanz der Leitung; Θ Phasenwinkel zwischen E_1 und U_2

$$P = \frac{E_1 U_2}{X_1 + X_L} \sin \Theta$$

aus dem Kraftwerk mit der E. M. K. E_1 und der Reaktanz $(X_G + X_{Tr}) = X_1$ an einen Verbraucher mit der konstanten Spannung U_2 übertragen wird (Fig. 5). Die Gleichung für die Leistungsübertragung P gilt für die statisch übertragene Leistung, wenn als Generatorreaktanz X_G die synchrone Reaktanz eingesetzt wird. Sie gilt aber auch für die bei Schwankungen übertragene dynamische Leistung, wobei dann als X_G die transiente oder Streu-Reaktanz zu gelten hat. In diesem Fall wird das Abklingen des Längs- und Querfeldes im Rotor während der betrachteten kurzen Zeit der Ausgleichsvorgänge vernachlässigt. Die grösste statisch übertragene Leistung ist gegeben bei $\Theta = \pi/2$ durch den Ausdruck

$$P_{max} = \frac{E_1 U_2}{X_1 + X_L}$$

Diese Leistung lässt sich jedoch nicht stabil ausnützen, weil bei jeder kleinsten Schwankung der Polradwinkel $\pi/2$ überschritten wird, womit die Leistung sinkt und die Maschine evtl. ausser Tritt fällt. Der Zusammenhang der Leistung P mit dem Polrad-

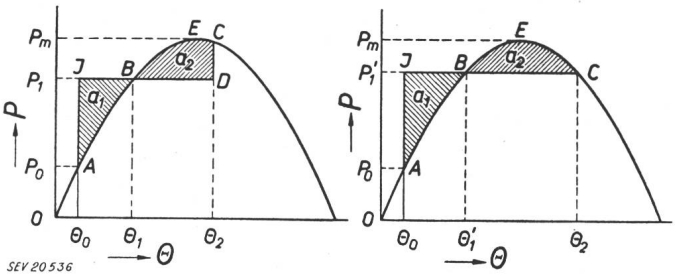

Fig. 6
Dynamische Stabilität bei Belastungsschwankung von $P_0 \ldots P_1$
Erklärungen siehe im Text

winkel Θ ist in Fig. 6 dargestellt. Jeder stationär übertragenen Leistung P entspricht eine Verdrehung Θ des Polrades. Wird die Belastung von P_0 plötzlich auf P_1 erhöht, so strebt das Polrad einer neuen Gleichgewichtsstellung Θ_1 zu (Fig. links). Dabei überschwingt es bis zum Winkel Θ_2, der gegeben ist durch die Gleichheit der schraffierten Flächen a_1 und a_2. Eine stärkere Leistungserhöhung von P_0 auf P_1' ist stabil nur möglich, solange die Flächengleichheit möglich ist. Der Grenzfall ist rechts gezeichnet. Grössere Schwankungen führen zum Aussertrittfallen der Generatoren.

Soweit ist die Sache einfach. Komplizierter wird sie erst, wenn der Einfluss von nichtsymmetrischen Fehlern, z. B. Erdkurzschluss oder Phasenkurzschluss berechnet werden soll. Für diesen Zweck ist die Rechnungsmethode der symmetrischen Komponenten in den USA entwickelt worden. Damit lässt sich zeigen, dass jedem Fehler eine Erhöhung der Übertragungsreaktanz im vorstehenden Schema entspricht. Die Rechnung der symmetrischen Kom-

ponenten liefert die Grösse der Ersatzreaktanz des Fehlers. So ist bei Erdschluss eine grössere Leistung übertragbar als für den Phasenkurzschluss und erst recht als im Falle des Doppelerdschlusses. Jeder Fehlerart und jedem Fehlerort auf der Übertragung entspricht eine bestimmte Sinuskurve (Fig. 7). Auch nach der dreipoligen Abschaltung der fehlerhaften Leitung gilt eine neue Leistungskurve, weil sich ja das Übertragungsschema geändert hat.

Die Kurzschluss-Fortschaltung kann nun berechnet werden, indem man die Leistung P zuerst mit Erdkurzschluss durch die entsprechende Sinuslinie,

a) Die bezogenen Reaktanzen der Maschinen und Transformatoren entsprechen den Angaben von Fig. 7;

b) Die Übertragung gerade der charakteristischen Leistung der Leitung ist: $P_c = 2{,}5\ (U_v)^2$), somit Wellenwiderstand Z der Leitung $= 400\ \Omega$;

c) Ein Maschineneinsatz ist von 4facher charakteristischer Leistung der Leitung $4 \times P_c$ (doppelte Auslaufzeit $H = 20$ s statt dem normalen Wert für Wasserturbinengruppen $H = 5$ s);

d) Die Kurzschlussdauer beträgt 6 oder 9 Perioden der Frequenz 60.

In gleicher Weise lassen sich die zulässigen stromlosen Pausen rechnen für den Fall einer *Doppelleitung*, wovon die eine dauernd in Betrieb steht und

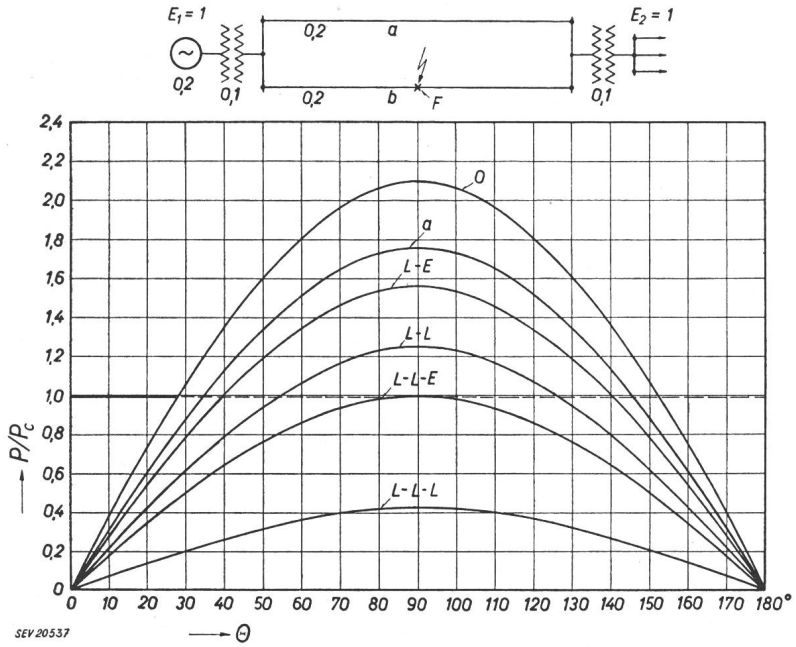

Fig. 7

Dynamische Stabilität verschiedener Betriebsfälle

E_1 E.M.K. des Erzeugers; E_2 Gegen-E.M.K. des Verbrauchers; *a*, *b* 2 parallel geschaltete Leitungen; *F* Fehlerort; *P* übertragene Wirkleistung; P_c charakteristische Leistung einer Leitung (mit 400 Ω Wellenwiderstand pro Phase); P/P_c bezogene Leistung; Θ Polradwinkel
O ohne Fehler, beide Leitungen parallel; *a* Leitung *a* allein; *L-E* Erdschluss einer Phase; *L-L* Kurzschluss zwischen 2 Phasen; *L-L-E* Doppelerdschluss; *L-L-L* Dreiphasenkurzschluss
Die Zahlen im Schaltschema geben die auf den Wellenwiderstand einer Leitung bezogenen relativen Reaktanzen an

und weiter die nach der einpoligen Unterbrechung dieser Phase übertragbare Leistung durch eine neue Sinuskurve darstellt. Nun wird stufenweise zu jeder Änderung des Polradwinkels die durchlaufene Zeit berechnet und zwar bis zur Abschaltung der fehlerhaften Phase auf Grund der ersten Sinuslinie, und anschliessend auf Grund der zweiten Sinuslinie. Als Resultat lässt sich angeben, wie lange die Erdschlussphase höchstens ausgeschaltet bleiben darf, damit der synchrone Parallelbetrieb erhalten bleibt. Solche Rechnungen sind insbesondere in den USA mit Hilfe von Netzmodellen in breitem Mass durchgeführt worden. Ich möchte Ihnen das Resultat einer solchen Rechnung zeigen, das für ein Beispiel die Antwort auf die gestellte Frage gibt [2]). In Fig. 8 wird eine Übertragung über eine 100 Meilen lange *Einfachleitung* vorausgesetzt. Am Anfang der Leitung trat ein Fehler auf, und zwar entweder ein einphasiger Kurzschluss, ein Phasenkurzschluss, oder ein dreipoliger Kurzschluss. Für alle Fälle ist mit Hilfe des Netzmodells auf Grund der beschriebenen Methode ausgerechnet worden, wie lange nach 6 oder 9 Perioden Kurzschlussdauer die stromlose Pause auf der kranken Phase höchstens dauern darf und zwar bei einpoliger oder dreipoliger Kurzschluss-Fortschaltung. Die Kurven gelten bei folgenden Voraussetzungen:

[2]) *Crary, S. B.*: Power System Stability, John Wiley, New York.

die andere defekt wird (Fig. 9), oder bei noch mehr Leitungssträngen.

Aus diesen Kurven ergibt sich folgender Vergleich der 1- und 3poligen Kurzschluss-Fortschaltung:

1. Die einpolige Kurzschluss-Fortschaltung ist ausserordentlich wertvoll und schlechterdings unentbehrlich zur Erhaltung des Parallelbetriebes, wenn nur eine einzige Übertragungsleitung zur Verfügung steht.

2. Im weiteren ist sie zur Aufrechterhaltung der Stabilität wertvoll an Doppelleitungen, wenn diese hoch belastet sind.

3. Sie kommt besonders in Frage, wenn der Bruchteil der übertragenen Leistung zur gesamten Maschinenleistung gross ist, und wenn die gesamte Störzeit bei dreipoliger Kurzschluss-Fortschaltung zu gross ist, um Stabilität zu gewährleisten, bzw. wenn diese Zeit nicht mehr reduziert werden kann.

Selbstverständlich muss das Problem in jedem Fall einzeln untersucht werden, insbesondere bei Leitungslängen von mehr als ca. 200 km, wo ein Lichtbogen an der ausgeschalteten Phase nicht mehr unbedingt löscht, da die ausgeschaltete fehlerhafte Phase mit den beiden gesunden Phasen dauernd elektromagnetisch gekoppelt bleibt.

Für alle derartigen Stabilitätsfragen sind Netzmodelle ausserordentlich wertvoll, denn sie ermöglichen:

a) den einphasigen Aufbau der Komponentensysteme;

b) die dreiphasige, direkte Messung von unsymmetrischen Fehlern. Zum Netzmodell gehört als wichtiger Bestandteil

ein Stab von Ingenieuren, die gewohnt sind, in Netzvorgängen zu denken, und die sich mit Leichtigkeit in die Netzprobleme einfühlen.

Ich sprach in meinem Vortrag absichtlich nicht von den Problemen langer Leitungen, weil diesen in Zentraleuropa meines Erachtens keine Bedeutung zukommt. Solange es sich nicht um Leitungen von mehr als ca. 300 km Länge handelt, unterscheidet sich das Stabilitätsproblem bei Höchstspannung von demjenigen tieferer Spannungen wohl nur durch die grössern Blöcke der Wirk- und Blindleistungen.

Zwei Überlegungen scheinen grundsätzlich wichtig:

Die erste ist, was die Amerikaner nennen: «Do no put all your eggs in one basket». Etwas wissenschaftlicher ausgedrückt: Es sollte mit (n-1) Übertragungselementen auch noch gehen. Dabei bedeutet n die Anzahl Generatoren, Transformatoren, Schalter, Leitungen oder Leiterphasen, die an der Übertragung beteiligt sind. Oder wieder mit anderen Worten: Reserve in der Übertragung.

Die zweite Überlegung gilt, wenn die erste nicht wirtschaftlich zu erfüllen ist, so dass doch mit dem Unterbruch der Übertragung gerechnet werden muss. Denken wir an den Fall der Nordschweiz, wenn plötzlich eine Leistung von 400 MW aus dem Tessin wegfallen würde. Dann müssen entweder schweizerislche oder ausländische Reserven einspringen, um doch wenigstens den grossen Teil des Ausfalls zu übernehmen und den totalen Zusammenbruch zu vermeiden. Das bedeutet wieder Reserve, diesmal vor allem an Maschinenleistung beim Verbraucher. Das ist ausgerechnet das, was uns in der Schweiz fehlt. Unsere Anlagen laufen vollbelastet; wir können auch kurzzeitig nicht mehr Leistung herausholen. Hier ist der neuralgische Punkt des *Beginnes* der Höchstspannungsübertragung.

Man könnte daran denken, in Kraftwerken im Verbrauchergebiet, vor allem in der Umgebung der

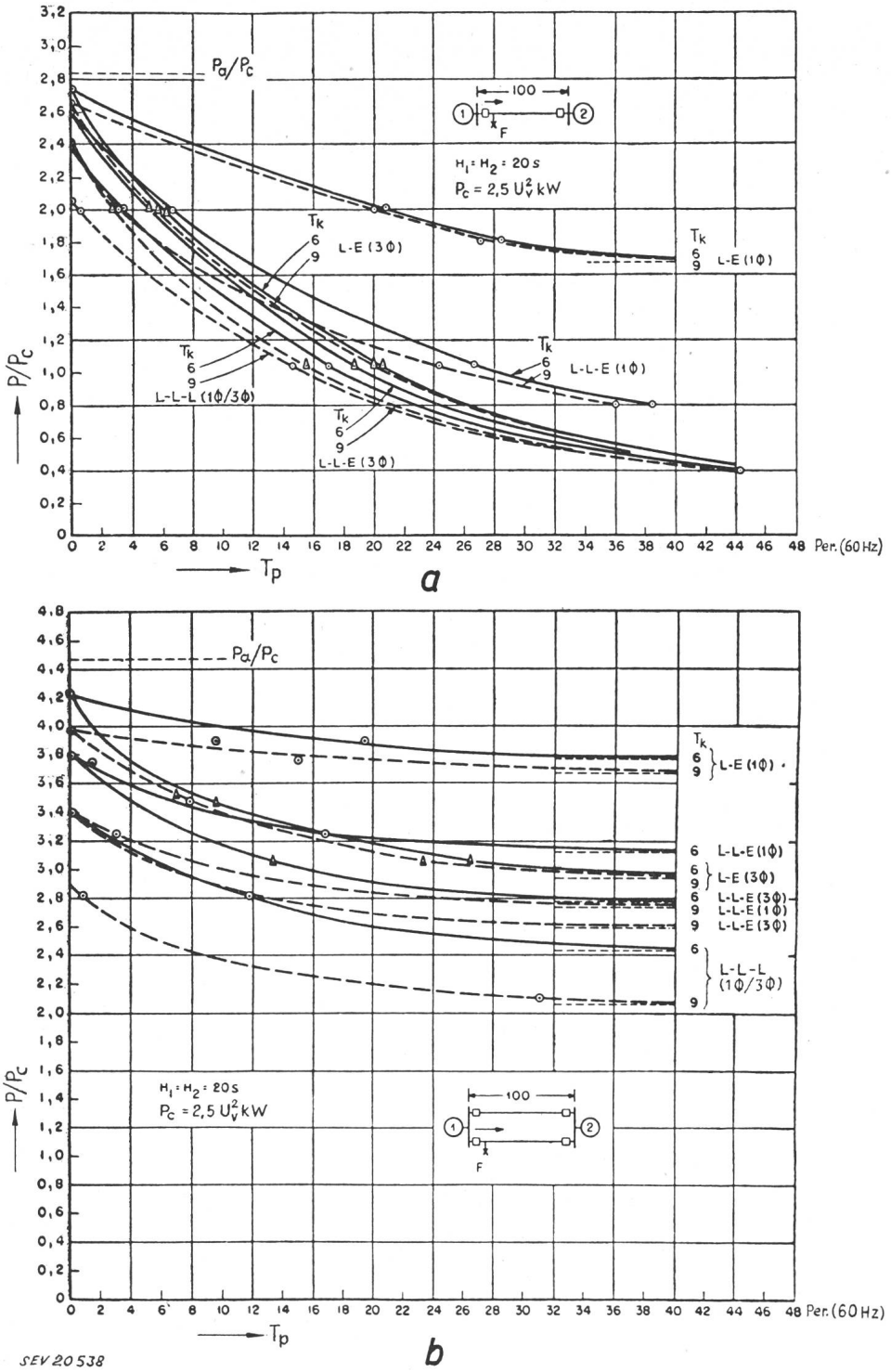

Fig. 8

Bezogene Leistung P/P_c als Funktion der Dauer der stromlosen Pause T_p in Anzahl Perioden der Frequenz 60 Hz

a einfache Übertragungsleitung
b Doppel-Übertragungsleitung
1 Erzeuger; *2* Verbraucher; 100 Länge der Leitung in Meilen; *F* Fehlerort; *P* übertragene Wirkleistung; P_c charakteristische Leistung einer Leitung (mit 400 Ω Wellenwiderstand pro Phase); P_a Aussertritt-Leistung; U_v verkettete Betriebspannung in kV; T_p grösste zulässige Dauer der stromlosen Pause nach dem Erd- oder Kurzschluss; T_k Dauer des Erd- oder Kurzschlusses in Perioden; H_1, H_2 doppelte Auslaufzeit der Maschinen bei konstanter Belastung mit Nennlast
Kurzschluss-Fortschaltungsarten: (1 Φ) einpolig, (3 Φ) dreipolig
— 6 Perioden } Erd- oder Kurz-
---- 9 Perioden } schlussdauer T_k
Weitere Bezeichnungen siehe Fig. 7

grossen Städte, nicht nur die in absehbarer Zeit immer nötiger werdenden Synchron-Kondensatoren aufzustellen, sondern diese als Generator mit Turbine auszuführen. Normalerweise würden solche Gruppen als reine Phasenschieber ohne Wasserverbrauch laufen; doch sollten sie bei abnormen Frequenzsenkungen sofort Leistung in das Netz abgeben. Selbstverständlich sind solche Gruppen ein wirtschaftliches Problem, das seine schwache Seite in der ganz kurzen Belastungsdauer hat. Doch ist zu berücksichtigen, dass die Mehrkosten lediglich in der Reservegruppe bzw. Reserveturbine selber liegen, nicht in zusätzlichen Stollen, da der Wirkungsgrad über die kurze Belastungsdauer ohne Bedenken reduziert werden kann. Die Kosten solcher Reserven gehören grundsätzlich auf das Konto der Hochspannungsübertragung, bzw. zur Erreichung der dafür erforderlichen Betriebssicherheit.

Eine vielleicht noch näher liegende Lösung ist, bei grössern Umbauten in Kraftwerken in Verbrauchernähe die Generatorgruppen stets mit Reserve sowohl in der Turbinen- wie auch in der Generatorleistung auszuführen. Diese Lösung hat den Vorteil, dass normalerweise die Gruppen etwa beim besten Wirkungsgrad, d. h. bei ca. 3/4 Vollast laufen würden. Sie sind dann aber im Stande, vorübergehend unter schlechterem Wirkungsgrad Leistungsreserven herzugeben, wenn die Höchstspannungsübertragung teilweise ausfällt.

Ich möchte zusammenfassen: Entweder Ausbau entsprechend der (n-1)-Bedingung, oder dann vorgängig Ausbau der bisherigen Spannungen 150 und 225 kV soweit, dass diese beim Ausfall der 380-kV-Übertragung mindestens mit einer Teilleistung einspringen können. In diesem Zusammenhang wird man sich z. B. reichlich überlegen müssen, ob und wann es vorteilhaft ist, eine Doppelleitung von 225 kV in eine Einfachleitung von 380 kV umzubauen. Vom Standpunkt der dynamischen Stabilität ist jedenfalls die Doppelleitung von 225 kV vorzuziehen, auch wenn deren statische Übertragungsleistung kleiner ist als die einer 380-kV-Einfachleitung. Auch für die Höchstspannung scheint es empfehlenswert, wo immer technisch möglich, Doppelleitungen zu bauen statt Einfachleitungen.

Leistungsreserven, Doppelleitungen und einpolige Fehler-Fortschaltung scheinen einige Haupterfordernisse der Stabilität des kommenden mitteleuropäischen Höchstspannungsnetzes zu sein.

Adresse des Autors:
Prof. Dr. *K. Berger*, Seefeldstrasse 301, Zürich 8.

Spannungshaltung und Kurzschluss-Schutz im Betrieb mit 380-kV-Anlagen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 5. Dezember 1952 in Zürich,

von *W. Hauser*, Olten

621.316.722.027.7 + 621.316.99.027.7

Es wird gezeigt, dass die in 380-kV-Anlagen vorhandenen Abschaltleistungen keine anomal grossen Werte aufweisen werden, da die Leitungen stark dämpfende Wirkung haben. Den 1poligen Erdkurzschlußströmen muss allerdings Beachtung geschenkt werden, weil sie auf Mensch, Tier und Material gewisse Wirkungen ausüben können; die Beeinflussung der Schwachstromanlagen durch diese Ströme ist ebenfalls genau zu untersuchen. Die 1polige Wiedereinschaltung wird ein Mittel sein, um 1polige Erdschlüsse fortzuschalten. Im Verbundbetrieb der 380-kV-Anlagen wird die Spannungshaltung eine grosse Rolle spielen, da Spannungsdifferenzen bei einem weitgehenden Zusammenschluss unerwünscht sind. Es sollte angestrebt werden, die Spannung überall auf gleicher Höhe zu erhalten, was durch Kompensationsmittel erreicht werden kann.

Les installations à 380 kV ne présenteront pas de puissances de déclenchement d'une valeur anormalement élevée, car les lignes exerceront un fort effet amortisseur. Il faut toutefois tenir compte des courants de court-circuit unipolaire, qui peuvent mettre en danger les personnes, les bêtes et le matériel; il y aura également lieu d'étudier l'influence de ces courants sur les installations à courant faible. Le réenclenchement unipolaire est un moyen d'éliminer des courts-circuits unipolaires. Pour l'interconnexion des installations à 380 V, le maintien de la tension jouera un rôle important, afin d'éviter des différences de tension indésirables. Il faudra faire en sorte que la tension soit partout la même, grâce à des mesures de compensation.

Der Betrieb mit 380-kV-Anlagen sollte, grundsätzlich gesehen, keine grössern Schwierigkeiten bieten als derjenige mit Netzen kleinerer Spannung (225 oder 150 kV), sofern an den hauptsächlichen Aufgabenkreis der technischen Betriebsführung gedacht wird, wie Einsatz der zur Verfügung stehenden Kraftwerke und Leitungen, Überwachung der Wirk- und Blindleistungs-Energieflüsse, Anordnung von Schaltungen, Behebung von Störungen usw. Immerhin erhalten 380-kV-Anlagen wegen der grossen Leistungskonzentration eine vermehrte Bedeutung. Eine Störung, die einen mehr oder weniger langen Ausfall eines Anlageteiles verursacht, wird daher auf den Betrieb des ganzen Netzes entsprechende Auswirkungen haben. Eine wichtige Forderung des Betriebes ist, dass sich eine 380-kV-Übertragung organisch in das vorhandene Netz einfügt, mit andern Worten:

1. Der Ausfall einer 380-kV-Leitung oder eines wichtigen Anlageteiles darf keinen Zusammenbruch der daran angeschlossenen Netze zur Folge haben;
2. Bei einem länger dauernden Unterbruch sollte die Energieübertragung auf anderem Wege möglich sein.

Vor der Inbetriebnahme einer 380-kV-Leitung muss daher ein leistungsfähiges 225-kV-Netz vorhanden sein. Die Verhältnisse sollten dann den heutigen entsprechen, da man sich — beim Übergang auf 225 kV — auf ein starkes 150-kV-Netz stützen kann. Als Gegengewicht zur 225-kV-Lukmanierleitung, die vorläufig die einzige Übertragungsmöglichkeit für die Maggiaenergie nach Norden bildet, sind in Mettlen 12 150-kV-Leitungen angeschlossen, die mit verschiedenen wichtigen Produktionszentren in Verbindung stehen. Bei einer Störung bzw. bei einem Ausfall der 225-kV-Lukmanierleitung wird sich innerhalb der 150-kV-Leitungen ein neues