

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 55 (1964)
Heft: 11

Artikel: Freileitungen
Autor: Herzog, W.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916720>

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: 23.02.2026

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

Freileitungen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 21. Januar 1964 in Zürich,
von W. Herzog, Baden

621.315.1

Im mittleren Europa und besonders in der Schweiz sind heute und wahrscheinlich auch in nächster Zukunft die beiden Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Einsatz von Höchstspannungsübertragungen, d. h. sehr grosse Leistungen und grosse Distanzen, nicht vorhanden. Die verhältnismässig engmaschigen 220- und 380-kV-Netze, deren Ausbau noch nicht abgeschlossen ist, werden für einige Zeit genügen, die Energie von den Kraftwerken zu den Konsumzentren zu übertragen und grössere Energieverlagerungen zwischen Nachbarnetzen vorzunehmen. Anderseits ist aber die Entwicklung des Energieflusses auf längere Sicht schwer vorauszusagen, und es sind auch nicht immer nur rein technisch-wirtschaftliche Betrachtungen für die Wahl der Übertragungsanlagen ausschlaggebend. Bekanntlich gestattet bei gegebener Übertragungsleistung die Erhöhung der Betriebsspannung der Freileitungen grundsätzlich eine Reduktion der Trassebreite, d. h. der Geländebelegung. Dieser Beziehung kommt je länger je mehr Bedeutung zu, werden doch die Hindernisse immer grösser, die einem Leitungsbau-Vorhaben in der Trassierung warten. Diese Schwierigkeiten findet man nicht nur in der Schweiz, sondern in einem gewissen Masse in allen dicht besiedelten Gegenden. In diesem Zusammenhang ist es denkbar, dass für ganz besondere Fälle, vielleicht im Anschluss an ein internationales Netz, auch einmal in unserem Land eine über 380 kV liegende Spannung als gegeben erscheint. Es dürfte deshalb nicht so ganz abwegig sein zu überlegen, wie eine solche Leitung unter Berücksichtigung der schweizerischen Praxis und der Vorschriften aussehen würde. Es sind vor allem 2 Elemente, die im Vordergrund des Interesses stehen, nämlich die Stromleiter und die Isolatoren, bestimmen sie neben den Vorschriften weitgehend die Abmessungen der Tragwerke.

1. Leiter

Es sind schon über 30 Jahre her, seitdem Bündelleiter für Freileitungen höherer Spannungen vorgeschlagen wurden; teils aus wirtschaftlichen Überlegungen, teils aus Mangel an Erfahrungen, hat aber die praktische Anwendung dieser Leiterart nur zögernd Verbreitung gefunden. Heute könnte man sich aber den Bündelleiter aus dem Bereich der Höchstspannungs-Leitungen kaum mehr wegdenken.

Die Grenze der Verwendung von Einzelleitern liegt praktisch bei 380 kV; doch wird man auch für diese Spannung nur ganz ausnahmsweise Einzelleiter wählen, z. B. bei äusserst schweren atmosphärischen Bedingungen und grossen Spannweiten, da die Nachteile bei der Fabrikation, dem Transport und der Verlegung der dicken Seile nicht unerheblich sind. Es dürfte bekannt sein, dass die 380-kV-Leitungen über den Gotthard- und Lukmanier-Pass schon seit einigen Jahren mit Zweier-Bündeln ausgerüstet sind, die sich bis heute auch bei sehr strengen Witterungsverhältnissen befriedigend verhalten haben. Das Zweier-Bündel ist dann auch für die Fortsetzung der Alpen-Leitungen im Mittelland und Jura beibehalten worden und wird auch bei den neuesten Leitungen verwendet. Im Ausland trifft man hingegen für 380 kV neben Zweier- auch Dreier- und Vierer-Bündel

an. Es kann festgestellt werden, dass sich der Bündelleiter für diese Spannungsstufe allgemein eingeführt hat, und damit das Interesse an Hohlseilkonstruktionen stark zurückgegangen, wenn auch nicht ganz verschwunden ist.

Die Anzahl der Teilleiter hat auf die Erstellungskosten der Leitung einen nicht vernachlässigbaren Einfluss, besonders wenn es sich um eine Doppelleitung handelt mit einer Betriebsspannung, für die sowohl Zweier- wie Mehrfach-Bündel verwendet werden können.

Berechnet man zum Beispiel die Gewichte eines Tragmastes einer 380-kV-Doppelleitung mit Polleitern von $4 \times 300 \text{ mm}^2$ bzw. $2 \times 600 \text{ mm}^2$ Ad-Seilen, so erhält man die in Fig. 1 dargestellte Abhängigkeit.

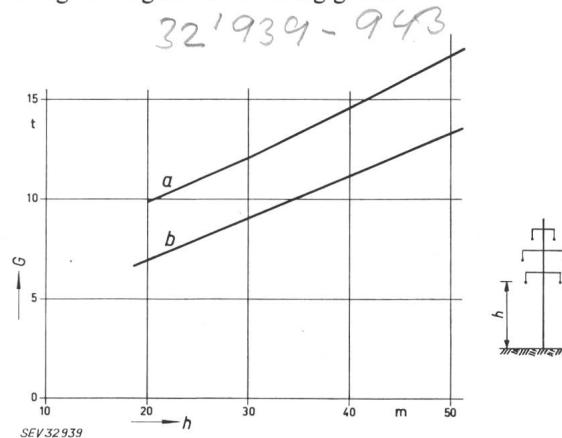


Fig. 1
Gewichte G von 380-kV-Tragmasten mit verschiedenen Polleitern
a $4 \times 300 \text{ mm}^2$ Ad; b $2 \times 600 \text{ mm}^2$ Ad

Für eine Masthöhe von 30 m ist folglich der Tragmast der Vierer-Bündelleitung ca. 30 % schwerer und somit auch ungefähr im gleichen Verhältnis teurer als der Mast der Zweier-Bündel-Leitung. Für diesen Vergleich wurden die für die Revision der Starkstrom-Verordnung vorgeschlagenen Belastungs-Annahmen berücksichtigt. Die für die Bemessung der Tragwerke einzusetzenden Seilkräfte sind in Tabelle I wiedergegeben. Aus dieser folgt, dass für die Vierer-Bündelleitung mit rund 45 % höheren Seilkräften gerechnet werden muss als für die querschnittsgleiche Zweier-Bündelleitung.

Seilkräfte einer 380-kV-Leitung

Tabelle I

| | Spannweite | Montagespannung bei 0°C | Polleiter | |
|---|--------------------|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | | | $4 \times 300 \text{ mm}^2$ | $2 \times 600 \text{ mm}^2$ |
| Spannweite | m | | 400 | 400 |
| Zusatzzlast S/Teilleiter | kg/mm ² | 3,5 | 3,5 | |
| Horizontale Zugkraft eines Polleiters bei $0^\circ\text{C} + S$ | kg | 4×3150 | 2×4320 | |
| Winddruck auf einen Polleiter | kg | 1570 | 1100 | |

Neben den Mehrkosten für die Tragwerke ergeben sich noch zusätzliche Aufwendungen für Fundamente, Armaturen, ev. Isolatoren und für die Montage, so dass für 380 kV

und Trasseverhältnisse, wie man sie im schweizerischen Mittelland und Jura antrifft, die Vierer-Bündelleitung ca. 20 % teurer zu stehen kommt als die querschnittsgleiche Zweier-Bündelleitung. Es bleibt deshalb jeweils zu entscheiden, ob die Vorteile des Vierer-Bündels, d. h. grössere thermische Grenzbelastung, und die etwas günstigeren Leitungs- konstanten den Mehrpreis rechtfertigen. Ähnlich liegen die Verhältnisse bei 500 kV, während für noch höhere Spannungen nur 2 Teilleiter pro Pol nicht mehr in Frage kommen würden. Der verhältnismässig grosse Unterschied in den Kosten, besonders jene für die Tragwerke, ist im ersten Moment etwas überraschend und gilt auch nur für die erwähnten Voraussetzungen. Insbesondere sind die Belastungs- annahmen je nach Landesvorschrift verschieden.

Um die Radiostörungen in erträglichen Grenzen zu halten, sollte bekanntlich die Randfeldstärke am Teilleiter 16...17 kV/cm nicht übersteigen. Für Betriebsspannungen über 400...500 kV wird deshalb eine Aufteilung in mehr als 2 Teilleiter zweckmässig oder sogar notwendig sein. Man wird aber aus wirtschaftlichen und betrieblichen Überlegungen auf eine möglichst kleine Teilleiterzahl hin tendieren, obschon 5er- und 6er-Bündel bezüglich Gesamtquerschnitt des Phasenleiters vorteilhaft wären. Bestimmt man nämlich unter Voraussetzung der oben genannten, noch zulässigen Randfeldstärke die Teilleiter-Durchmesser bzw. -Querschnitte in Abhängigkeit der Betriebsspannung, so erhält man den in Fig. 2 dargestellten Verlauf des Phasenleiter- Querschnittes. Dabei wurden eine horizontale Leiteranordnung (Fig. 3) und für die Grenzleistung normale Vollseile aus Aldrey zu Grunde gelegt. Während der Gesamtquer- schnitt des Polleiters bei 4 Teilleitern ca. 30 % höher ist als bei 6 Teilleitern, variiert die natürliche Leistung wie auch die durch die Leitererwärmung gegebene Grenzleistung mit der Teilleiterzahl nur unbedeutend. Die thermische Grenzleistung liegt für alle Varianten beträchtlich über der natürlichen Leistung, was verleiten könnte, in besonderen Fällen Hohlseile in Erwägung zu ziehen.

Als Werkstoff für den Phasenleiter kommt heute nur Leichtmetall in Frage, und zwar in Form eines normalen Legierungs-Seiles oder Verbundseiles. Nachdem längere Zeit ausserhalb der Schweiz das Legierungsseil mengenmässig an Bedeutung verloren hatte, sind Anzeichen vorhanden, die wieder auf ein erhöhtes Interesse der Elektrizitätswerke an homogenen Leiterseilen hindeuten. So mag es überraschen,

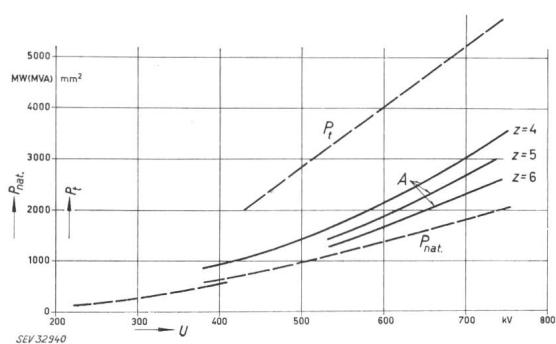


Fig. 2

Leiterquerschnitt, natürliche Leistung und thermische Grenzleistung in Funktion der Betriebsspannung

A Totalquerschnitt eines Phasenleiters; z Anzahl Teilleiter; P_{nat} natürliche Leistung (Richtwerte); P_t thermische Grenzleistung (Richtwerte) bei Verwendung von Ad-Seilen

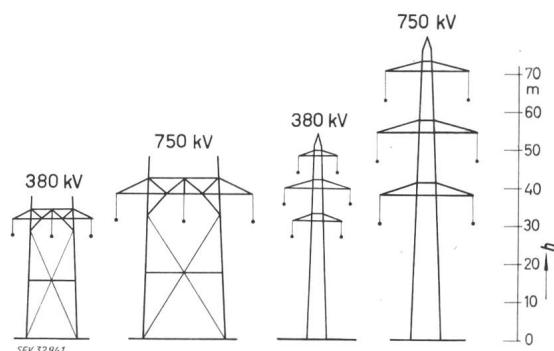


Fig. 3
Mastbilder für 380 und 750 kV
h Höhe

dass in den USA, dem Lande der St-Al-Leitungen, z. Z. eine über 500 km lange 500-kV-Leitung mit Seilen aus der Al-Legierung 5005 gebaut wird. Dieser Werkstoff ist wie das Aldrey eine Al-Mg-Si-Legierung, für die aber leicht ungünstigere mechanische und elektrische Eigenschaften garantiert werden. Als Gründe, die zur Wahl dieser Legierung an Stelle der üblichen St-Al-Leiter führten, werden u. a. Wirtschaftlichkeit, mechanische Eigenschaften (wobei besonders die Härte beim Verlegen sich vorteilhaft auswirkt), Anpassungsmöglichkeit der Seillängen, bessere Korrosionsbeständigkeit, einfache Verbinder und Klemmen usw. genannt.

Bei anderen Leitungsprojekten wurden wiederum St-Al-Seile vorgezogen, so auch bei der ersten 735-kV-Leitung in Canada. Zur Verhinderung der Korrosion zwischen Stahl- drähten und Al-Mantel stehen seit einiger Zeit an Stelle der verzinkten Drähte solche mit Al-Überzug zur Verfügung. Damit kann ein Nachteil dieser Seilart, dem man durch Fette der Stahlseele zu begegnen versuchte, eliminiert werden. Je nach Bewertung der besonderen Eigenschaften wird deshalb auch für Höchstspannungsleitungen die eine oder andere Seilart Verwendung finden.

2. Isolation

Seit einigen Jahren sind hauptsächlich aus den USA und Russland Versuche bekannt geworden, die zum Ziele hatten, die Isolations-Abstände am Mast bei höchsten Betriebsspannungen festzulegen. Die veröffentlichten Messergebnisse stimmen aber nicht immer gut überein. Sowohl bei den Überschlagsspannungen der Isolatorenketten wie bei jenen zwischen Leiter bzw. Armaturen und Mastkörper stellt man grössere Abweichungen fest.

Die in Amerika durchgeföhrten Messungen haben auch gezeigt, dass bei grossen Luftdistanzen die Überschlagsspannungen für flache Wellenfronten unter Umständen sehr niedrig liegen können. Da es um grosse Abmessungen und entsprechende Kosten geht, wird man vorsichtigerweise die Distanzen am nachgebildeten Tragwerk durch Messungen festlegen oder nachprüfen, bis mit der Zeit mehr Erfahrungswerte zur Verfügung stehen.

Bekanntlich ist die Länge der Isolatorenkette nicht nur von der verlangten Haltespannung der verschiedenen Spannungs-Arten, sondern auch vom Isolatoren-Typ und den atmosphärischen Verhältnissen, wie Höhenlage, Verschmutzung usw. abhängig. Bei 750 kV können allein schon zwischen den verschiedenen Isolator-Typen Längenunter-

schiede in den Ketten in der Größenordnung von 0,5 bis gegen 1 m entstehen. Diese Hinweise mögen genügen, die Zweckmässigkeit der genannten Messungen zu begründen.

Die Ansichten über die betriebssicherste Aufhängung der Leiter sind verschieden, z. Teil durch Betriebserfahrungen oder durch Versuchsergebnisse begründet. In der Schweiz werden die Bündelleiter der 380-kV-Leitungen an den Tragmasten mit einfachen Isolatorenketten aufgehängt, während in den Nachbarländern die Doppelkette üblich oder vorgeschrieben ist.

Da aber mit der Betriebsspannung sowohl die effektiven wie auch die in Rechnung zu stellenden Belastungen der Isolatorenketten anwachsen, müsste für Schweizer Verhältnisse die Frage Einfach- oder Doppel-Tragkette neu überprüft werden. Eine wesentlich andere Bedeutung gewinnt die Doppelkette mit der V-Aufhängung, wenn damit eine Verminderung der horizontalen Abstände und somit Einsparungen am Tragwerk und in der Trassebreite erreicht werden können. Behält man in den Abspann-Isolatoren die heute üblichen und im Betrieb sich als zweckmäßig erwiesenen Beanspruchungen bei, so muss für die schweren 4er-Bündel von der Doppel- auf z. B. Vierfachabspannung übergegangen werden.

Es ist wohl selbstverständlich, dass bei diesen hohen Betriebsspannungen den Schutzarmaturen eine grössere Bedeutung zukommt. Sie müssen nicht nur den Korona-Schutz der Klemmen übernehmen, sondern vor allem den allfälligen Lichtbogen von der Isolatorenkette fernhalten, um die thermische und damit auch mechanische Zerstörung der Isolatoren zu verhindern. Durch Einsatz modernster Film-Aufnahme-Technik ist es neuerdings möglich geworden, die Wirkung der Lichtbogenarmaturen bedeutend besser beurteilen zu können als dies bis anhin der Fall war.

3. Mastbild

Mit der Festlegung der Längen der Isolatorenketten und der Luftdistanzen, die wie erwähnt von verschiedenen Faktoren abhängen, ist unter Berücksichtigung der anderseits durch die Randfeldstärke gegebenen Phasenabstände, das Mastbild in den Grundabmessungen gegeben. Fig. 3 zeigt mögliche Mastbilder für ein- und doppelsträngige Leitungen für eine Nennspannung von 750 kV im Vergleich zu den Masten für 380 kV. Neben diesen Mastbildern sind natürlich auch andere Leiteranordnungen denkbar, wie das sog. Donaubild mit 2 Auslegerebenen oder als einsträngige Leitung die Dreieckanordnung. Ferner sind auch schon verankerte Portalmaße gebaut worden, die preisliche Vorteile aufweisen. Durch V-Aufhängung der Leiter können deren Abstände zum Mastschaft reduziert und, sofern die Randfeldstärke dies zulässt, die Phasendistanz verkleinert werden oder es bleibt für die Gestaltung der Eisenkonstruktion mehr Spielraum.

Auf der konstruktiven Seite stehen viele Möglichkeiten offen und es bleibt die zeitraubende Aufgabe, für die jeweiligen Bedingungen und Vorschriften die zweckmässigste Ausführung herauszufinden.

Vergleicht man in Fig. 3 die Mastbreiten, so ist es ersichtlich, dass diese bei 1-strängigen Leitungen mit der Spannung etwas weniger als proportional zunehmen. Bei der Doppelleitung mit tonnenförmiger Leiteranordnung liegen die Ver-

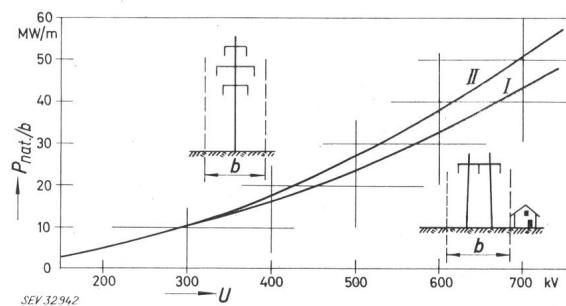


Fig. 4

Natürliche Leistung pro Strang und 1 m Trassebreite

I Einfach-Leitung; II Doppelleitung; b Trassebreite; $P_{nat.}$ natürliche Leistung; U Betriebsspannung

hältnisse jedoch günstiger, indem mit Verdoppelung der Betriebsspannung die Mastbreite nur um ca. 50 % zunimmt. Einen Überblick über die Ausnutzung des Geländes gibt Fig. 4, in welcher die natürliche Leistung auf die Trassebreite bezogen in Funktion der Betriebsspannung dargestellt ist. Darin ist unter Trassebreite b die Breite des Geländestreifens bis zur Baulinie nach den Vorschriften in der Schweiz verstanden. Auf die tatsächlich übertragbare Leistung bezogen, würden sich höhere Leistungsdichten ergeben, doch würde der grundsätzliche Verlauf der Kurven nicht ändern. Man erkennt, dass bei einsträngigen Leitungen die Leistungsdichte mit der Spannung mehr als proportional, bei Doppelheiten die Kurve aber noch stärker nach oben ansteigt. Der Vorteil der hohen Spannungen bezüglich Trassebreite tritt somit klar hervor.

Bei diesen Betrachtungen darf anderseits aber auch die Tragwerkhöhe nicht vergessen werden, ist sie doch auch ein Faktor zur Beurteilung der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch eine Leitung. Aus Fig. 3 geht hervor, dass bei gleichen Spannweiten und Verdoppelung der Betriebsspannung die Gesamthöhe theoretisch um 30 bis 40 % ansteigt. In Wirklichkeit liegen nun aber die Verhältnisse so, dass die Tragwerke unabhängig von der Betriebsspannung eine grössere Höhe aufweisen müssen, damit die verschiedenen Hindernisse überspannt werden können, so dass die oben erwähnten Prozentwerte nicht erreicht werden. Auf den ersten Anblick hin scheint es vielleicht auch nicht ganz richtig, die Tragwerkhöhen bei gleichen Spannweiten zu beurteilen. In vielen Fällen ist aber die Auslegung einer Leitung durch die Geländeform und andere Faktoren mehr oder weniger gegeben, so dass die Spannweiten ziemlich unabhängig von der Betriebsspannung gewählt werden müssen.

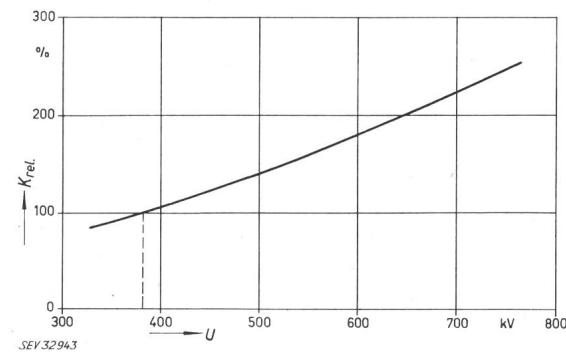


Fig. 5

Relative Baukosten $K_{rel.}$ für einsträngige Leitung

U Betriebsspannung

4. Baukosten

Nachdem das Bild der Freileitung für sehr hohe Betriebsspannungen skizziert worden ist, soll noch kurz auf die Kostenfrage eingetreten werden, obschon in unserer Nähe vorläufig nicht mit der Verwirklichung eines solchen Projektes zu rechnen ist. Die in Fig. 5 dargestellte Kurve gibt deshalb auch nur die relativen Kosten wieder. Die Berechnung basiert auf einsträngigen Leitungen nach Fig. 3 und den schweizerischen Vorschriften und berücksichtigt keine besonderen Faktoren wie Waldüberspannungen, Entschädigungen für Bauverbote usw. Für doppelsträngige

Leitungen verläuft die Kostenkurve ähnlich, variiert aber etwas mit der Aufteilung des Phasenleiters.

Die Baukosten steigen etwas mehr als proportional mit der Betriebsspannung. Es lässt sich aber leicht abschätzen, dass die auf die übertragbare Leistung bezogenen Kosten auch im Spannungsbereich von 750 kV mit steigender Spannung fallen.

Adresse des Autors:

W. Herzog, dipl. Ingenieur, Motor-Columbus AG für elektrische Unternehmungen, Baden (AG).

Leistungsschalter

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 21. Januar 1964,

von E. Ruoss, Baden

621.316.542.027.875

Die Beanspruchung der Höchstspannungsschalter für 750 kV bei Kurzschlussunterbrechung, Abstandskurzschluss und Phasenopposition wird betrachtet. Es wird gezeigt, dass bei Höchstspannungsübertragungen die Schaltüberspannungen beim Ein- und Ausschalten von langen Übertragungsleitungen in Anwesenheit eines schwachen speisenden Netzes von Bedeutung sind. Weiter werden die vielseitigen Verwendungszwecke von Schaltwiderständen behandelt. Einige allgemeine Probleme der Höchstspannungsschalter und 2 Beispiele von ausgeführten 750-kV-Schaltern schliessen den Vortrag ab.

1. Einleitung

Man fragte sich bei den Höchstspannungsübertragungen für 750 kV, ob es sinnvoll sei, Leistungsschalter auf der Hochspannungsseite der Transformatoren zu verwenden oder ob es vorteilhaft wäre, die Schalthandlungen auf der Unterspannungsseite durchzuführen. Diese Überlegungen führten aber aus Gründen der Betriebssicherheit und der Betriebsfreiheit eindeutig dazu, dass auch auf der Hochspannungsseite des Übertragungssystems Leistungsschalter benötigt werden.

Dank dem heute bewährten Prinzip der Vielfach-Unterbrechung — d. h. der Serieschaltung von mehreren Unterbrechungsstellen pro Pol — stellte die Aufgabe, Schalter für 750 kV zu konstruieren, keine grundsätzlich neuen Probleme. Jedoch traten einige Gesichtspunkte in den Vordergrund, denen bei niedrigeren Spannungen geringere Bedeutung zukamen.

2. Elektrische Anforderungen an die Schalter

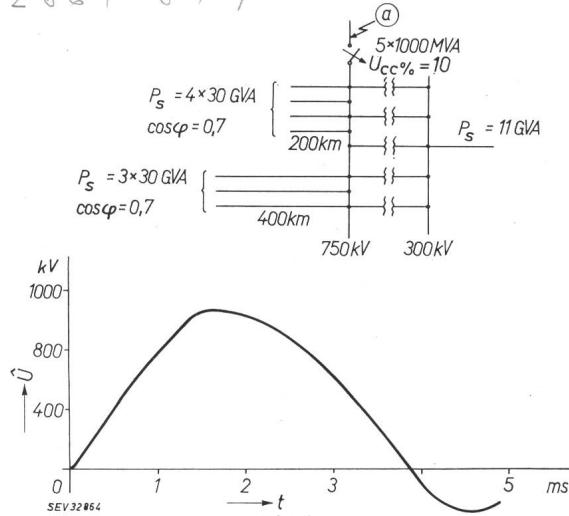
Es werden heute schon Ausschaltleistungen von 35 000 MVA verlangt, und ohne allzuweit in die Zukunft zu blicken, kann man sich Transformatorenstationen vorstellen, welche Kurzschlussleistungen von 50 000...60 000 MVA aufweisen. Dies entspricht Ausschaltströmen von 40...50 kA.

In Fig. 1 ist ein Beispiel einer ausgebauten Transformatorenstation eines sehr starken zukünftigen Netzes dargestellt. Es ist angenommen, dass die Station von Kraftwerken gespeist wird, die 200 und 400 km entfernt sind. Die angegebenen Kurzschlussleistungen P_k sind jene dieser Kraftwerke. An der 750-kV-Sammelschiene der Transformatorenstation tritt eine Kurzschlussleistung von 50 000 MVA auf. Die Berechnung der transitorischen wiederkehrenden Spannung nach der Ausschaltung eines solchen Sammelschienenenkurz-

schlusses mit der maximalen Kurzschlussleistung ergibt den in Fig. 1 gezeichneten Verlauf. Der Anfangsanstieg dieser Spannung beträgt 650 V/ μ s, was verhältnismässig gering ist.

Fig. 2 zeigt die gleiche Station mit den gleichen Speiseverhältnissen. Jedoch entspricht der gezeichnete Kurzschlussfall demjenigen, der die höchste Eigenfrequenz der wiederkehrenden Spannung nach dem Ausschalten ergibt. Die Kurzschlussleistung beträgt noch 8300 MVA, d. h. weniger als 20 % der maximalen Kurzschlussleistung. Die Eigenfrequenz der wiederkehrenden Spannung ist 4000 Hz.

32'864 - 874



Zeitlicher Verlauf der transitorischen wiederkehrenden Spannung nach dem Ausschalten eines Sammelschienenkurzschlusses in einer Transformatorenstation eines stark ausgebauten zukünftigen 750-kV-Netzes

(a) Fehlerstelle;

P_k Kurzschlussleistung an der Fehlerstelle 50 000 MVA;
 P_s Kurzschlussleistungen der speisenden Kraftwerke; $U_{cc\%}$ prozentuale Kurzschlussspannung der Transformatoren; U Spannung; t Zeit