Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 25 (1934)

Heft: 17

Artikel: Nötige Unterlagen zur Ermittlung der wirtschaftlichsten Kabeltypen bei der Planung von Kabelanlagen

Autor: Velander, Sten

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1060168

Verschiedene Bestrebungen gehen dahin, das Oel absolut unveränderlich zu erhalten, um den Alterungserscheinungen entgegenzuwirken. Denn wenn dies gelingen würde, dürfte der Kondensator höher beansprucht werden, da der neue Kondensator einen sehr grossen Grad der Sicherheit besitzt. Ueber die hiezu gesuchten Wege ist im Abschnitt «Dielektrika» berichtet.

Nach anderen Vorschlägen wird das Eindringen von Luft durch absorbierende Substanzen verzögert [2]). Einige Möglichkeiten, das Oel gasfrei zu halten, sind in Fig. 5 angedeutet.

Ein weiterer Weg der Entwicklung ist denkbar in der Verwendung erhöhten Druckes auf das Dielektrikum. So werden in Amerika neben den Kondensatoren mit flüssigem Imprägniermittel mit Erfolg auch Papier-Pressgas-Kondensatoren angewandt [5]), allerdings nur für Hochspannung. Die Durchschlagsfestigkeit von ganz gasfreiem Oel ist unter Ueberdruck nicht höher als bei Atmosphärendruck, aber sobald Gas vorhanden ist, wirkt ein erhöhter Druck vorteilhaft [6]). Solche Konstruktionen bedingen aber anderseits Verteuerung der Kessel.

Mit Betrachtungen über die Entwicklungstendenzen frägt man immer wieder nach der Grössenentwicklung der Einheiten. Für die Fabrikanten bietet heute die Herstellung fast beliebig grosser Einheiten keine Schwierigkeiten (Fig. 17). Vom Standpunkt der natürlichen Luftkühlung ohne Rippenkessel liegt die Grenze der Einheiten für Hadernpapiere etwa bei 300 bis 500 kVAr, für Zellulosepapiere bei 100 bis 250 kVAr. Mit Rippenkesseln können demnach Einheiten von einigen 1000 kVAr gebaut werden. Kühlt man nach dem Vorbild der grossen Transformatoren künstlich, so sind ganz ohne Schwierigkeiten beliebig grosse Einheiten denkbar. Da aber hiedurch der spezifische Preis nicht gesenkt werden kann, die Betriebssicherheit aber entschieden verkleinert wird, ist der Sinn derart grosser Kondensatoreinheiten nicht ersichtlich.

Was die Höhe der Betriebsspannung betrifft, bestehen praktisch kaum mehr Begrenzungen.

Aus naheliegenden Gründen hat der Verfasser bei der Wahl der Figuren in erster Linie Fabrikate der Micafil berücksichtigt, sich aber gleichwohl möglichster Objektivität bemüht.

[5]) Bölsterli, Bull. SEV 1931, Nr. 11, S. 245.

[6]) Siehe z. B. franz. Patent Nr. 745 927.

Nötige Unterlagen zur Ermittlung der wirtschaftlichsten Kabeltypen bei der Planung von Kabelanlagen.

Einige Bemerkungen und Ergänzungen von Prof. *Sten Velander*, Stockholm.

Mit Interesse habe ich den Aufsatz von Herrn *W. Spinath* im Bulletin Nr. 10 d. J. gelesen. Ich möchte aber, um Irrtümer zu verhüten, einige Bemerkungen machen und, um die Berechnungen zu erleichtern, einige Ergänzungen angeben.

Laut den Figuren gibt der Verfasser als günstigsten Querschnitt denjenigen an, bei welchem die Jahreskosten des Kabels gleich den Verlustkosten sind. Dies ist aber nur richtig, wenn man die festen, vom Querschnitt unabhängigen Kosten wegnimmt. Die Jahreskosten einer Kabelstrecke sind (bei gewisser Spannung) $k_1 + k_2 \cdot Q$ und die Verlustkosten $\frac{k_3}{Q}$, wo Q den Querschnitt bedeutet und k_1, k_2 und k_3 Konstanten sind. Die Gesamtübertragungskosten, die also

$$k_1 + k_2 \cdot Q + \frac{k_3}{Q} \text{ betragen,}$$

sind am kleinsten bei einem Querschnitt, der in üblicher Weise durch Derivation bestimmt wird. Man findet dann

$$k_2 - \frac{k_3}{Q^2} = 0 \text{ oder } k_2 \cdot Q = \frac{k_3}{Q}$$

Die in Fig. 2 und 4 von Spinath mit 2 bezeichnete Linie muss also durch den Anfangspunkt gehen. In Fig. 5 gehen die Jahreskosten des 1 kV-Kabels durch den Anfangspunkt, die des 15 kV-Kabels aber nicht. Unterscheiden sich die Kabelkosten für 1 und 15 kV nur in den festen Kosten (k_1), so fallen sie in Fig. 5 zusammen und der wirtschaftliche Querschnitt wird etwa 90 anstatt 66 mm².

Nun sind aber die veränderlichen Kosten bei verschiedenen Spannungen nicht gleich. Die Kostenlinie für 15 kV soll deswegen stärker geneigt sein als die für 1 kV.

Ueber die Kabelkosten als Funktion von Querschnitt, Spannung usw. habe ich verschiedene Untersuchungen gemacht, allerdings für schwedische Verhältnisse; trotzdem interessieren sie vielleicht auch in anderen Ländern. Die Koeffizienten werden sich mit Valuta und Preisniveau ändern; der Aufbau der Formeln aber ist der gleiche. Die Anlagekosten einschliesslich Kabelgräben, Pflaster usw. sind für Spannungen bis 30 kV (Dreiphasenkabel)

$$K_n = (2+7\,p+3\,q)\cdot 1000 + (4000+75\cdot U+0{,}55\,U^2)\cdot\frac{Q}{100} + {} + 8{,}5\,U^2 + (65\,p+30\,q+75)\cdot U + 30\,Q\cdot r$$

und über 30 kV (3 Einphasenkabel)

$$K_n = (2{,}5+7\,p+3\,q)\cdot 1000 + (5000+70\cdot U)\cdot\frac{Q}{100} + {} + (65\,p+30\,q+315)\cdot U + 30\,Q\cdot r$$

K_n Gestehungskosten pro km Kabel in schw. Kronen,
U Verkettete Uebertragungsspannung in kV,
Q Kupferquerschnitt in mm² (pro Phase),
p Länge des Kabelgrabens in Fels im Verhältnis zur ganzen Länge der Kabelstrecke,
q Länge des Kabelgrabens in gepflasterter Strasse im Verhältnis zur ganzen Länge der Kabelstrecke,
r Kupferpreis in schwedischen Kronen pro kg.

Ein Vergleich zwischen den von *Speidel* [1]) angegebenen Kabelkosten, mit Ausschluss der Verlegungskosten, und den entsprechenden Kosten in Schweden ergibt, dass die Kabelpreise in beiden Fällen in gleichartiger Weise mit dem Querschnitt und der Spannung variieren. Die deutschen Preise sind aber infolge der Verschiedenheit des Preisniveaus und der Wechselkurse beträchtlich höher als die schwedischen.

Im Gegensatz zu den Freileitungen haben Kabel keinen grossen Altwert und deswegen wird im allgemeinen sowohl für das Kupferwertglied als auch für die übrigen Kosten der gleiche Kapitaldienstprozentsatz verwendet.

Kostenformeln wie die genannten, eventuell korrigiert für die Verhältnisse in dem betreffenden Lande, geben die Möglichkeit, auch rein analytisch nicht nur den wirtschaftlichsten Querschnitt, sondern auch die wirtschaftlichste Spannung zu bestimmen. Im letzten Fall müssen gewöhnlich auch die Kosten der Schaltanlagen berücksichtigt werden. Diese

[1]) Bull. SEV 1933, S. 506.

können in ähnlichen Formeln ausgedrückt werden. Darauf näher einzugehen, würde aber hier zu weit führen.

Allerdings müssen bei allen diesen Berechnungen die Verluststunden T_v oder der Verlustfaktor f_v bekannt sein, weil die Verlustkosten sich aus Leistungskosten *und* Energiekosten zusammensetzen. Um den Verlustfaktor zu berechnen, ist die von Rossander angegebene Methode sehr verwendbar und zuverlässiger, als die von Spinath benutzte Treppenkurve. Weil diese Methode ausserhalb Schwedens wenig bekannt zu sein scheint, möchte ich sie in diesem Zusammenhang kurz erwähnen.

Rossander hat auf empirischem Wege gefunden, dass die Dauerkurve der Belastung mit genügender Genauigkeit durch folgende Gleichung ausgedrückt werden kann:

$$y = \varepsilon_0 + (1 - \varepsilon_0)\, t^{\lambda}$$

Sämtliche Werte sind im Verhältnis zur Maximalbelastung und zur Totalzeit (im allgemeinen 8760 Stunden), die beide gleich 1 gesetzt werden, ausgedrückt.

y = Belastung zur Zeit t (beide in Relativzahl).
Bei $t = 1$ ist $y = 1$
ε_0 = Minimalbelastung (Relativzahl zur Maximalbelastung).
$y = \varepsilon_0$ bei $t = 0$
ε_0 = Relative Benutzungsdauer der Maximalbelastung

$$\lambda = \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon - \varepsilon_0}$$

In dem Gebiet von 1800 bis 4000 Benutzungsstunden ist folgende von *Härlin* angegebene Formel oft genauer:

$$y = 1 - (1 - \varepsilon_0)\cdot(1 - t)$$

Auf Grund dieser Gleichungen, die als symbolische Kurven anstatt der wirklichen Belastungskurven verwendbar sind, kann der Verlustfaktor sehr leicht berechnet werden. Die Exponentialfunktionen sind einfach zu integrieren und geben nach Rossander

$$f_v = \varepsilon^2_0 + \frac{2\,\varepsilon_0\,(1-\varepsilon_0)}{\lambda + 1} + \frac{(1-\varepsilon_0)^2}{2\lambda + 1}$$

und nach Härlin

$$f_v = 1 + \frac{(1-\varepsilon_0)^2}{\frac{2}{\lambda} + 1} - \frac{2\,(1-\varepsilon_0)}{\frac{1}{\lambda} + 1}$$

Falls die Minimalbelastung klein ist, was oft in Verteilungsnetzen vorkommt, kann man $\varepsilon_0 = 0$ setzen, und dann vereinfachen sich die Formeln zu

$$f_v = \frac{1}{2\,\lambda + 1} = \frac{\varepsilon}{2 - \varepsilon} \text{ nach Rossander und}$$

$$f_v = \frac{2\,\varepsilon_2}{1 + \varepsilon} \text{ nach Härlin.}$$

Bei dem von Spinath gegebenen Beispiel mit $\varepsilon = 0{,}36$ (3160 h) erhält man
nach Rossander $f_v = 0{,}22,\ 0{,}19,\ 0{,}18$
nach Härlin $f_v = 0{,}19,\ 0{,}17,\ 0{,}15$
jenachdem $\varepsilon_0 = 0,\ 0{,}12$ und $0{,}20$ gesetzt wird.

Wenn man einen besonders breiten Spitz hat, wie Spinath in Fig. 1 voraussetzt, stimmt Rossanders Formel mit $\varepsilon_0 = 0$ am besten, sonst bei normaler Spitzenbreite, wie in Fig. 3, die Härlinsche Formel mit $\varepsilon_0 = 0$ oder 0,1.

Sten Velander, Stockholm.

Erwiderung.

Herrn Prof. Sten Velander sei für seine Bemerkungen und Ergänzungen zu meinem Aufsatz «Nötige Unterlagen zur Ermittlung der wirtschaftlichsten Kabeltypen bei der Planung von Kabelanlagen» bestens gedankt.

Obwohl die in den Fig. 2, 4 und 5 als Q_{opt} eingezeichneten Querschnitte nicht mit den theoretisch korrekten Q_{opt} zusammenfallen — diese liegen, da k_1 (in der Anmerkung auf S. 255 mit A bezeichnet) ungleich Null ist, nicht im Schnittpunkt der Leitungs- und Verlust-Kostenkurve, sondern etwas weiter nach rechts verschoben im Schnittpunkt von $k_2\,Q$ mit $\frac{k_3}{Q}$ — ändert dies nichts an der Schlussfolgerung, die die Schaulinien nur unterstützen sollten: dass unter sonst gleichen Bedingungen zu kleineren Verlustfaktoren kleinere wirtschaftliche Querschnitte gehören.

Die analytische Ermittlung von f_v nach Rossander oder Härlin ist sicher ein willkommener Behelf, besonders wenn die Form der Belastungskurve, durch die die Verluststunden gegeben sind, unbekannt ist. Liegt diese jedoch vor, wobei die Darstellung in Treppenkurve oder in Polarkoordinaten erfolgen kann, ist meines Erachtens die Ermittlung von f aus dieser Kurve eindeutiger und deshalb vorzuziehen.

W. Spinath, Wien.

Die Ermittlung des günstigsten Durchhangs von Freileitungen an ungleich hohen Aufhängepunkten.

Von *J. Pasching*, Wien.

621.315.056.1

Es wird eine einfache Berechnungsmethode für denjenigen Durchhang eines Seiles zwischen zwei ungleich hohen Aufhängepunkten gegeben, bei dem die Beanspruchung im höher gelegenen Aufhängepunkt ein Minimum wird. Ein Beispiel erläutert den Berechnungsgang.

L'auteur expose une méthode simple pour le calcul de la valeur de la flèche d'un câble tendu entre deux points de hauteur différente, pour laquelle l'effort au point d'attache le plus élevé passe par un minimum. Un exemple numérique illustre cette méthode.

Der nachstehende Aufsatz stellt sich die Aufgabe, zwischen zwei Punkten verschiedener Höhenlage ein Seil derart zu spannen, dass die Beanspruchung im höher gelegenen Aufhängepunkt, in welchem die grösste Spannung auftritt, ein Minimum wird [1]).

Gegeben sei der horizontale und vertikale Abstand s bzw. d der beiden Stützpunkte, sowie γ, das Gewicht der Leitung pro Längeneinheit.

Den Berechnungen werde die Gleichung der Kettenlinie

$$y = \frac{H}{\gamma}\, \mathfrak{Cos}\, \frac{\gamma x}{H} \quad (1)$$

[2])

zugrunde gelegt, was bei den verhältnismässig grossen Durchhängen erforderlich erscheint, und ein rechtwinkeliges Koordinatensystem in der üblichen Weise angenommen. Es ist dann (s. Fig. 1)

[1]) Die gleiche Aufgabe löste Hch. Schenkel in seinem Aufsatz «Grosse Spannweiten und ihre Grenzen», ETZ 1932, S. 27; doch ist die dort angegebene Methode bedeutend langwieriger und mit Probieren verbunden.

[2]) Die grundlegenden Beziehungen finden sich z. B. in dem Aufsatz von *A. Jobin* «Die Berechnung der Freileitungen mit Rücksicht auf die mechanischen Verhältnisse der Leiter», Bull. SEV 1919, S. 159, 189 und 210.