Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 47 (1956)

Heft: 18

Rubrik: Energie-Erzeugung und -Verteilung : die Seiten des VSE

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: 11.12.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Fragen des Netzbetriebes und der Betriebsorganisation

Bericht über die 15. Diskussionsversammlung des VSE vom 14. Juni 1956 in Zürich und 21. Juni 1956 in Lausanne, 3. Teil [1])

621.316.1

5. Referat

von *J. Vachoux*, Genf

Die Belastung von Transformatoren und Leitungen

Wie jedermann weiss, ist für die günstigste Ausnützung eines Drehstromnetzes eine gleichmässige Verteilung der Phasenbelastung erforderlich, um jeden Strom im Nulleiter zu vermeiden. Es sei deshalb vorerst die *Überwachung der Belastungsverteilung* untersucht.

Dieses Problem, das seit jeher die Betriebsinhaber beschäftigt hat, kann mit einfachen Mitteln gelöst werden, und zwar durch den Einbau von *Ampèremetern* jeder Art, Schalttafel- oder Schienenampèremetern, kurzschlussfest oder nicht. Bei grösseren Anlagen oder solchen mit Schalttafeln werden die Ampèremeter über Stromwandler angeschlossen, während sie bei Verteilstationen direkt in die Stromleiter eingebaut werden.

Die *Zeigerampèremeter* geben allerdings nur Momentanwerte an, die zwar in gewissen Fällen, wie z. B. Beleuchtung und Warmwasserversorgung, wo man die Zeiten der Belastungsspitzen kennt, hinreichend sind, die aber für eine zuverlässige Überwachung der *täglichen Belastung* der Transformatoren und Leitungen nicht genügen. Es ist in diesem Falle unerlässlich, *Registrierinstrumente* zu verwenden, die Zeit, Dauer und Höhe der gemessenen Werte angeben. Die häufigsten Registrierinstrumente, die man in Elektrizitätswerken antrifft, sind die Wattmeter. Diese geben lediglich den Totalwert der Belastung des zu messenden Stromkreises an, während für die Kenntnis der Belastung jeder einzelnen Phase *drei Registrierampèremeter* nötig sind oder, was noch besser ist, ein *Mehrfachschreiber*, der gleichzeitig auf demselben Diagramm unmittelbar die Belastung jeder der drei Phasen aufzeichnet.

Wir verwenden für unsere periodischen Kontrollen in den Stationen transportable Dreiphasenapparate oder Punktschreiber, die in verschiedenen Farben die Belastung der drei Phasen mittels Farbbändern registrieren. Dies vermittelt eine unmittelbare Übersicht über die aufgezeichnete Belastung, während bei drei getrennten Instrumenten die Gegenüberstellung der drei verschiedenen Werte zeitraubend ist, und nicht selten nach einigen Tagen eine zeitliche Differenz beim Ablauf der Registrierstreifen festgestellt werden kann, so dass man nicht immer in der Lage ist, mit Sicherheit die Gleichzeitigkeit der aufgenommenen Werte nachzuweisen.

Es ist selbstverständlich, dass man in einem weitverzweigten Netz nicht regelmässig die Belastung aller Transformatorenstationen kontrollieren kann. Man ist deshalb gezwungen, sich mit *Stichproben* zu begnügen oder abzuwarten, bis in einer Anlage *eine Auslösung* erfolgt, um ihre Belastung zu kontrollieren. Bei stark belasteten Transformatoren ist eine Kontrolle nötig, um rechtzeitig eingreifen zu können; bei Anlagen mit geringerer Belastung ist es hingegen überflüssig, seine Zeit mit Messungen zu verlieren. Um die zu kontrollierenden Anlagen zu bestimmen, gehen wir wie folgt vor:

Wir bauen auf den Sekundärschienen unserer Stationen Stromwandler ein, die *thermisch träge Ampèremeter mit Schleppzeiger* speisen. Sobald die Belastung 70 % des Nennstromes der Transformatoren erreicht hat, nehmen wir während einigen Tagen, und zwar bei Anlass der regelmässig im Winter zwischen Oktober und Dezember stattfindenden Kontrollen, die totale Belastung auf (Fig. 1). Wenn wir einmal die maximale Belastung kennen, nehmen wir, wenn nötig, direkte Ablesungen an den Ampèremetern der verschiedenen abgehenden Leitungen vor, um festzustellen, wie sich die Leistung verteilt. Da bei unseren Anlagen jede Phase ein eigenes Ampèremeter besitzt, ist es leicht festzustellen, wie weit die abgehenden Leitungen ausgeglichen sind.

Vor einigen Jahren haben wir zu Versuchszwekken einige gewöhnliche Ampèremeter zu 250 A mit Schleppzeiger verwendet. Bei der gleichzeitigen Einschaltung von Aufzügen schnellten die Zeiger jedoch stets bis zum Anschlag und liessen dadurch eine starke Belastung vermuten, während von der thermischen Seite her kein Grund zur Befürchtung vorlag.

Bei unbedeutenderen Anlagen verwenden wir als Maximumsanzeiger thermische Relais mit Schleppzeigern, die auf den Hochspannungsschaltern angebracht sind. Dies ist der Hauptgrund, weshalb wir zwei thermische und ein magnetisches Relais zum Schutz der Transformatoren verwenden, während man üblicherweise umgekehrt vorgeht.

[1]) 1. und 2. Teil, siehe Bull. SEV Bd. 47(1956), Nr. 16, S. 721...734, bzw. Nr. 17, S. 763...774

Auf Grund einer vorherigen Eichung wissen wir, dass beim Nennstrom des Transformators das Relais eine Temperatur von 55...60 °C angibt. Sobald nun

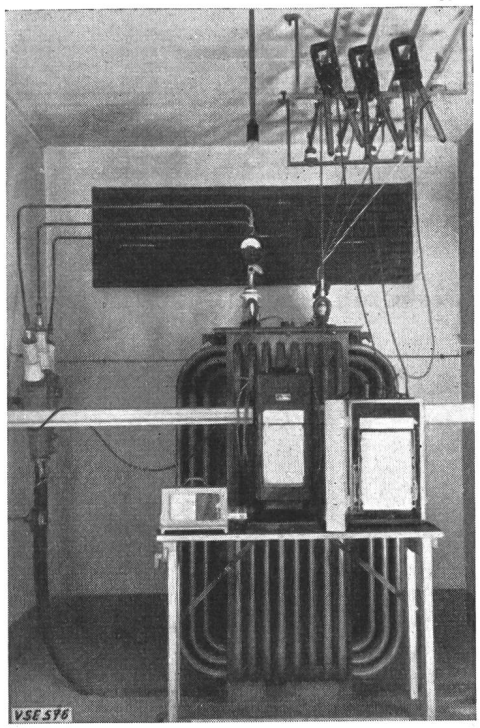

Fig. 1
Vollständige Kontrolle eines 600-kVA-Transformators
Messung der Öltemperatur durch Tauch-Registrierthermometer; Belastungsmessung mit Registrierampèremeter 100/200/300 A bei Anwendung von Zangentransformatoren; Registrierthermometer für die Aussentemperatur

der Zeiger des Relais 25...30 °C überschritten hat, wissen wir, dass wir uns in der 70 %-Zone befinden, und dass wir eine Messung vornehmen müssen (Fig. 2).

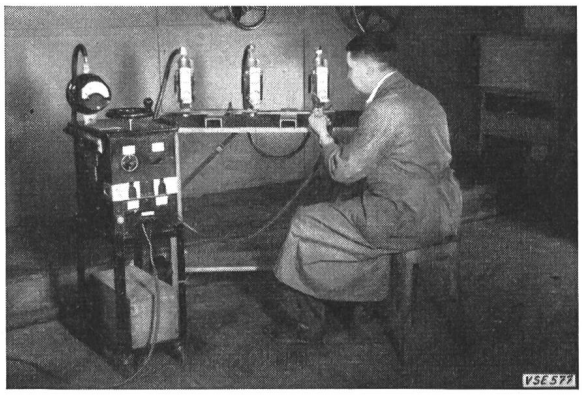

Fig. 2
Kontrolle der thermischen Relais
Spezialtransformator für die Relaisprüfung

Bei Anschlussbegehren neuer bedeutender Abonnenten oder zur Abklärung der Ursache von unerwarteten Auslösungen kann sich ebenfalls die Notwendigkeit ergeben, die Belastung von Niederspannungsfreileitungen oder Kabeln zu kontrollieren, wobei ebenfalls Registrierampèremeter zur Verwendung gelangen, welche ohne Unterbrechung des Stromkreises mit Hilfe von *Zangenstromwandlern* angeschlossen werden.

Jedes Jahr kontrollieren wir auf diese Weise mehr als 200 Anlagen mit einem Dutzend Instrumenten, die laufend alle drei bis vier Tage versetzt werden.

Wenn auch eine Überlastung im allgemeinen auf Freileitungen keine schädliche Wirkung hat, so kann sie bei *Kabeln* zu unangenehmen Folgen führen. Auf eine Seite dieses Problems soll weiter unten noch näher eingegangen werden.

Wenn ein Kabel nicht höher belastet wird, als die in den Tabellen des SEV angegebenen Werte vorschreiben, verhält es sich dauerhaft, und die Gefahr einer Betriebstörung ist sehr klein. Hierbei ist es äusserst wichtig, dass die sich aus der Art der Verlegung ergebenden Belastungskoeffizienten berücksichtigt werden. Einen Beweis hiefür bildet das Kabelnetz, das seit mehr als einem halben Jahrhundert in den Strassen unserer Städte liegt, und wovon viele für 125 V gebaute Stränge heute ohne weiteres mit 220 V betrieben werden.

Die Verwendung eines Transformators ist in erster Linie begrenzt durch die *Erwärmung seiner Bestandteile.* Die neuen Vorschriften des SEV für Transformatoren, die die schweizerischen Regeln für elektrische Maschinen ersetzen werden, setzen die Grenzen der zulässigen Erwärmung der Wicklungen auf 60 °C und diejenige des Öls auf 50 °C über der Aussentemperatur fest. Falls der Transformator hermetisch abgeschlossen oder mit einem Konservator versehen ist, darf die Erwärmung bis 55 °C betragen. Diese Erhöhung um 5 °C ist durch die Tatsache gerechtfertigt, dass die Oberfläche des heissen Öles im Kessel nicht unmittelbar mit der Luft in Berührung kommt, wodurch eine Oxydation stark verhindert wird.

Diese Werte gelten auch für Transformatoren, die mit Askarel, wie das «*Pyralen*», isoliert sind.

Die *Kontrolle der Öltemperatur* erfolgt auf einfache Weise mit einem Tauchthermometer im Ölkessel, sei es ein Quecksilberthermometer, ein Zeigerthermometer oder eine mit einem Manometer verbundene Sonde. Hingegen ist es weit schwieriger, *die Temperatur der Wicklungen im Betrieb* festzustellen. Man muss schon beim Bau des Transformators Temperaturanzeiger mit veränderlichem Widerstand, wie Wärmeabbilder oder Thermokreuze in die Wicklungen einbauen. Dieses Vorgehen, das sehr kostspielig ist, ist nur bei grossen Kraftwerktransformatoren, die unter ständiger Kontrolle sind, lohnend. Wenn man annimmt, dass der Transformator von seinem Hersteller genau berechnet wurde, so sind m. E. gut regulierte Thermorelais hinreichend, um das Maximum an Leistung aus einem Verteiltransformator herauszuholen, ohne dabei die zulässige Grenze der thermischen Beanspruchung zu überschreiten. Verweisen wir immerhin auf das Gesetz von Montsinger, wonach im wesentlichen die Lebensdauer des Transformators um 50 % abnimmt, wenn die Erwärmung ständig um 8 °C über ihrem maximal zulässigen Wert liegt.

Die «Electricité de France» verwendet eine Methode, die darin besteht, den Widerstand der Wick-

lungen mit Gleichstrom zu messen, während der Transformator sich in Betrieb befindet. Diese Methode ist reichlich kompliziert zufolge der Vorkehrungen und Filter, die zur Unterdrückung der Wechselstromkomponenten im Meßstromkreis nötig sind. Sie wird laufend mit Erfolg bei der Abnahme von Grosstransformatoren von 150 bis 220 kV angewandt.

Die Starkstromverordnung schreibt vor, dass die Leistungstransformatoren auf der Hochspannungsseite auf allen Polen einzeln geschützt werden müssen. Der frühere Wortlaut des Art. 64 dieser Verordnung setzte fest, dass die Auslösung so rasch als möglich und höchstens bei einer Stromstärke erfolgen müsse, die den vierfachen Wert des Nennstromes ausmache. Daraus ergab sich, dass ein Transformator ohne weiteres um 100 % überbelastet werden konnte, ohne dass ein Schalter auslöste, um die Erwärmung zu begrenzen.

Der neue Art. 64, vom 26. 10. 1954, setzt in seinen Kommentaren interessante Anordnungen fest. Man misst dem Schutz der Niederspannungsseite mehr Bedeutung bei als früher. Wenn der Transformator auf der Hochspannungsseite mittelst Sicherungen geschützt ist, so ist es angebracht, auf der Niederspannungsseite einen Maximalstromschalter einzubauen. Es ist dies allgemein der Fall bei Transformatorenstationen auf Masten; sekundär eingebaute Sicherungen genügen also nicht mehr. Eine ebenfalls wichtige Neuerung für die Lebensdauer der Transformatoren sieht man heute in thermischen Schutzvorrichtungen auf der Hochspannungsseite. Schädliche Überbelastungen werden verhindert durch dem Transformatornennstrom angepasste Maximalstrom-Zeitrelais, durch Thermorelais, Thermostate oder andere gleichwertige Schutzeinrichtungen.

Eine weitere Anordnung, die übrigens nur die Bestätigung eines bereits in vielen Netzen bestehenden Zustandes darstellt, gestattet ausnahmsweise bei Platzmangel zwei Transformatoren mit einem gemeinsamen Schalter zu versehen, wenn sie hoch- und niederspannungsseitig parallel arbeiten.

Kontrolle der Isolieröle

Die Alterung der Öle infolge Erwärmung ist gekennzeichnet durch eine langsame aber fortschreitende *Oxydation* unter Bildung von löslichen Produkten, den *Säuren*, und unlöslichen Produkten, dem *Schlamm*. Die Säuren zerstören das Isoliermaterial, insbesondere die Papier- und Baumwollisolation der Wicklungen. Der Schlamm, der sich auf den Spulen absetzt, verhindert die Übertragung der Wärme auf die Kesselwand, wodurch eine zusätzliche Erwärmung entsteht.

Es ist sehr schwierig, auf einfache Art festzulegen, wann ein Öl das *Ende seiner Gebrauchsfähigkeit* erreicht hat. Die vor einigen Jahren vom Komitee für Isolieröle der CEI zu Rate gezogenen Fachleute basierten sich fast ausnahmslos auf die Säurezahl, den Schlammgehalt und die Senkung der Durchschlagsspannung.

Wir erinnern daran, dass die Säurezahl die Anzahl mg Kalilauge (KOH) angibt, die nötig ist, um 1 g Öl zu neutralisieren. Die Ölvorschriften des SEV setzen fest, dass bei einer Säurezahl von mehr als 0,5 weitere Prüfungen zu unternehmen sind, die von der Grösse des Transformators und den lokalen Betriebsbedingungen abhängen. Im allgemeinen steigt der Schlammgehalt mit der Säurezahl; es besteht jedoch kein direkter Zusammenhang zwischen diesen beiden Grössen.

Die *Grenze für die Gebrauchsfähigkeit* des Öles ist im allgemeinen erreicht, sobald die Säurezahl 1 überschritten ist. Die Werke verwenden zu diesem Zweck ihre besonderen Normen, die auf den eigenen Versuchen und Erfahrungen beruhen.

Was unser eigenes Netz anbelangt, beschränken wir uns darauf, dass *Verteiltransformatoren nicht höher als mit 80 % dauernd belastet* werden dürfen. Dies hat einen doppelten Zweck: eine hinreichende *Leistungsreserve* sicherzustellen, um einem plötzlichen, unvorhergesehenen Anstieg gewachsen zu sein und die *Lebensdauer* der Transformatoren in bedeutendem Masse zu erhöhen. Bei einer Belastung von nicht mehr als 80 % und bei guten Ventilationsbedingungen steigt die Temperatur des Öles nicht höher als auf 70 °C. Unter diesen Bedingungen kann ein gutes Öl länger als dreissig Jahre verwendet werden, ohne dass eine Reinigung oder Auswechslung nötig wird. Übrigens haben wir zur Zeit Transformatoren in Betrieb, die seit 32 Jahren mit dem gleichen Öl arbeiten.

Alle zehn Jahre prüfen wir die *Säurezahl* und nehmen dann auf Grund einer von uns aufgestellten Tabelle entweder eine *Filtrierung mit nachfolgender Trocknung unter Vakuum*, eine *Auffrischung* oder dann die *Auswechslung des Öles vor* (Fig. 3...5).

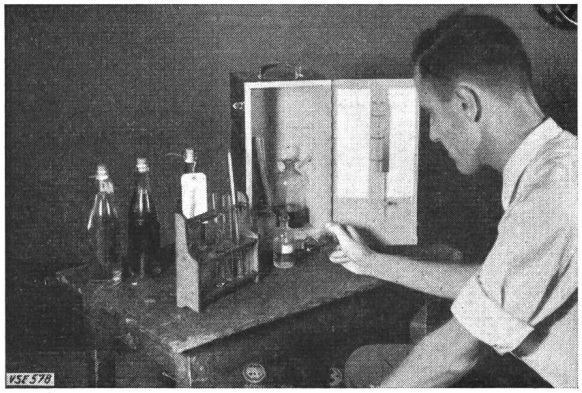

Fig. 3
Einrichtung zur Feststellung der Säurezahl von Ölen

Zufolge der Verknappung von Qualitätsölen während des letzten Weltkrieges, wurden diese durch Spindelöle ersetzt. Viele Transformatoren wurden mit solchen Ölen gefüllt. Diese Öle zeigten aber eine starke Schlammbildung, bei noch annehmbarem Säuregehalt.

Bei stark belasteten Transformatoren erwies es sich als notwendig, dieses Öl zu entfernen, bevor örtliche Überhitzungen auftraten, die zur Zerstörung der Isolation geführt hätten.

Es ist ebenfalls vorsichtig, eine *periodische Kontrolle des Ölstandes* vorzunehmen, insbesondere bei Transformatoren mit Rohrkühlung. Es kommt oft

vor, dass infolge Senkung des Ölstandes um einige cm die obere Röhrenreihe nicht mehr vom Öl durchflossen wird und dass deshalb eine rasche

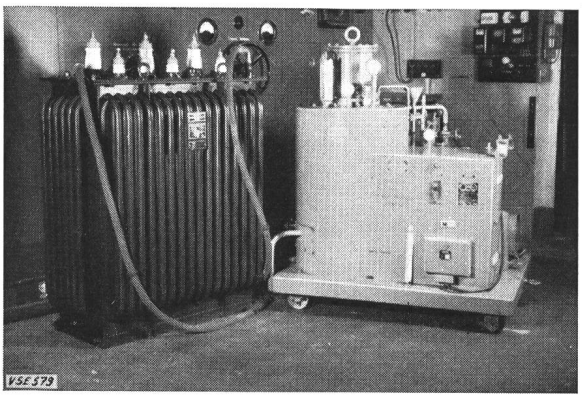

Fig. 4
Gerät zum Trocknen des Öls unter Vakuum und Filtrierung in geschlossenem Stromkreis
Leistung: 650 Liter pro Stunde

Fig. 5
Behälter zur Regenerierung der Öle durch Mischung mit aktivierter Spezialerde
Asbestfilter, Luftdruck, Heizung, Thermostat
Dieses Gerät gestattet, die Säurezahl auf 1/5 zu reduzieren

Überhitzung des Transformators eintritt, da die verbleibende Oberfläche nicht mehr genügt, um die Verlustwärme abzuführen. Dieses lässt sich im Betrieb leicht feststellen durch Berühren der Röhren mit der Hand. Sind diese kalt, so kann man daraus schliessen, dass das Öl nicht zirkuliert.

Ölstandanzeiger an der Aussenseite der Transformatoren, wo sie ständig sichtbar sind, sind denjenigen vorzuziehen, *die im Ölkessel versenkt sind* und eine Ausserbetriebsetzung des Transformators erfordern, falls man sie ohne Gefahr kontrollieren will.

Um zu vermeiden, dass die Deckeldichtung und die Klemmen unter Druck gesetzt werden, sind Verteiltransformatoren selten mit einem *Ölkonservator* ausgerüstet. Wenn dies jedoch der Fall ist und bei Transformatoren, die im Freien aufgestellt sind, wo die Temperaturschwankungen und der Feuchtigkeitsgrad sehr hoch sind, kann die Ventilation des Transformators über einen *Lufttrockner* erfolgen, der mit «Silicagel»-Kristallen ausgerüstet ist, diesen bekannten blauen Kristallen, die eine rosa Farbe annehmen, sobald sie mit Feuchtigkeit gesättigt sind. Für Transformatoren bis zu 2000 kVA erhöht diese zusätzliche Vorrichtung unnötigerweise die Betriebskontrolle, da die «Silicagel»-Kristalle mehrmals pro Jahr ersetzt werden müssen, damit sie wirksam bleiben. Unsererseits konnten wir noch nie den Durchschlag eines Transformators feststellen auf Grund der Feuchtigkeit, die allmählich die isolierenden Teile durchtränkt hätte.

Es ist hingegen angebracht, die Isolation eines Transformators zu prüfen, der lange Zeit ausser Dienst oder eingelagert war, bevor man ihn einsetzt. Wenn nötig, ist sein Öl unter Vakuum auszukochen und im Verlauf des Kochens der Widerstand der Isolation zu prüfen. Nach Abschluss dieses Verfahrens sollte noch eine Durchschlagsprüfung vorgenommen werden.

Periodische Prüfung von Kabeln

Isolationsmessungen in Niederspannungsverteilkabeln sind bei Stadtnetzen sehr umständlich. Man muss zu diesem Zweck in den Häusern die Anschlüsse vom Netz trennen, was einerseits zeitraubend ist und anderseits einen Unterbruch der Energiebelieferung verursacht und dadurch zu Reklamationen von seiten der Abonnenten führt.

Selbst wenn die Messungen eine etwas schlechtere Isolation als bei einem neuen Kabel anzeigen, die mehrere hundert Megohm pro km beträgt, so will dies noch nicht heissen, dass ein Durchschlag droht. Es genügt in Wirklichkeit etwas Feuchtigkeit auf dem Porzellan der Hausanschlusskasten, um den Isolationswiderstand beträchtlich zu senken.

Angesichts der Tausende von Abzweigmuffen, Verbindungsmuffen und Abtrennkästen, die ein grösseres Netz mit sich bringt, sind die Fehler, die auf diese Einrichtungen zurückzuführen sind, relativ selten, vorausgesetzt, dass die Montage mit der nötigen Sorgfalt erfolgte. Leider verhält es sich nicht so bei Unfällen, die durch Drittpersonen bei der Verwendung von Erdarbeiterwerkzeugen, vom Pickel bis zum Bagger, verursacht werden.

Die *unterirdischen Schaltkästen* müssen periodisch kontrolliert werden, um sicher zu gehen, dass sie zu jeder Zeit leicht geöffnet werden können, und dass ihr Zustand ein einwandfreies mechanisches Funktionieren gewährleistet. Falls diese Kästen mit Öl gefüllt sind, ist es ratsam, sich mit Hilfe einer Pipette zu versichern, dass kein Wasser eingedrungen ist und sich auf den Grund des Kastens angesammelt hat. Das Wasser verdrängt nämlich das Öl und setzt die unter Spannung stehenden

Teile unter Wasser, worauf ein Durchschlag im Kasten erfolgen kann.

Die *Hochspannungskabelnetze* sind im allgemeinen vermascht und können also viel leichter ausser Spannung gesetzt werden für eine periodische Kontrolle der Isolation. Ob diese Kontrolle von Nöten sei, hängt unserer Ansicht nach von den Betriebsbedingungen und der Spannung des betreffenden Netzes ab.

Bei Kabeln von 15...20 kV Spannung und einer Länge von mehreren km, ist eine Messung mit dem Megohmmeter ungenügend. Die Messung muss durch eine Spannungsprobe vervollständigt werden, die im allgemeinen bei 75 % der Prüfspannung von neuen Kabeln durchgeführt wird.

Zufolge von wiederholten Störungen auf Grund der Vertrocknung der Kabel, haben wir einen wahren Kontrollfeldzug unternommen, um in unserem Netz die Füllung der Kabel-Endverschlüsse zu untersuchen. Dies sei der Anlass, kurz über jene Erscheinungen zu berichten, die seit etwa 10 Jahren in unserem 18-kV-Hochspannungsdrehstromnetz bei den Massekabeln wahrgenommen werden konnten.

Zu den Fehlern, die üblicherweise bei den Montageeinrichtungen vorkommen, wie Luftblasen in der Füllmasse, Eindringen von Feuchtigkeit durch nicht hermetische Dichtungen, gespaltene Isolatoren usw., gesellt sich neuerdings eine weitere Fehlerursache, die noch wichtiger ist, weil von allgemeiner Natur, nämlich die *Abwanderung der Imprägnierungsmasse.* Diese Fehler sind mechanischer und elektrischer Art. Die erste Erwärmung verursacht eine Ausdehnung der Isoliermasse und eine bleibende Ausweitung des Bleimantels. Wenn die Masse genügend zähflüssig ist, so bleibt sie am Ort und es geschieht nichts. Dies ist der Fall bei

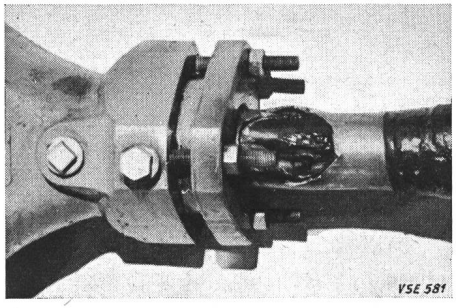

Fig. 6
Durchschlag eines Kabels durch Austrocknung des Erdverschlusses

den alten Kabeln oder auch noch bei Kabeln für eine Spannung bis 6 kV, wo die Mischung einen hohen Prozentsatz von Kolophonium aufweist. Wenn hingegen die Masse durch die Erwärmung der Leiter flüssig wird, so fliesst sie zu den tiefsten Stellen, füllt die Hohlräume aus und bei jedem thermischen Zyklus weitet sie den Bleimantel weiter aus, bis es zu dessen Bruch kommt oder der Endverschluss springt. Es sind schon Momentandrucke von mehr als 10 kg/cm² gemessen worden. Am oberen Ende trocknet das Kabel ein und die Ionisation führt zum Durchschlag, da das trockene Papier der Nennspannung nicht mehr standhält (Fig. 6).

Diese Erscheinung der *Massenabwanderung* tritt auf der ganzen Länge des Kabels auf, insbesondere in den Abzweigmuffen, deren Isolierung von Hand angebracht wurde und durch einen Bleimantel ge-

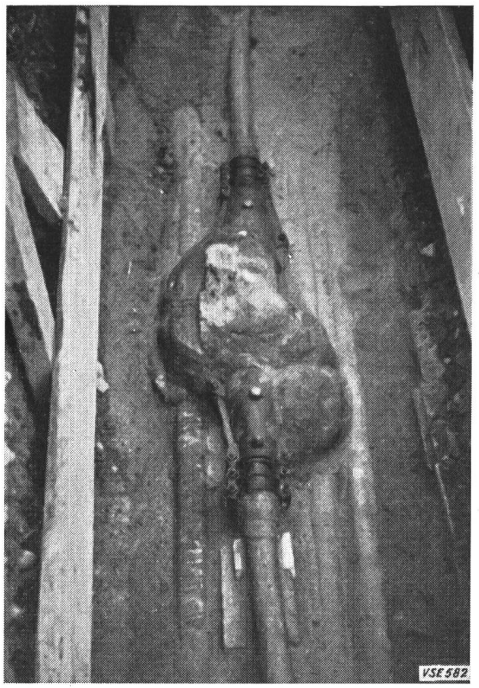

Fig. 7
Verbindungsmuffe mit ausgeweiteter Kabel-Füllmasse zufolge Bruch des Bleimantels

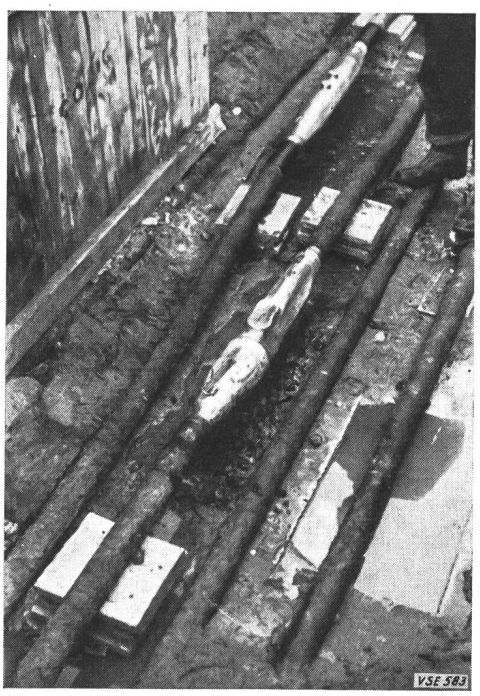

Fig. 8
Verbindungsmappe mit erdrücktem Bleimantel zufolge Drucksenkung

schützt wird. Dieser Bleimantel ist ans Kabel angeschweisst und wird durch eine Gussmuffe mechanisch geschützt. Durch die Druckwirkung kann der Bleimantel reissen und die Füllungsmasse entwei-

chen. Wenn das Kabel abkühlt, bildet sich ein Vakuum, das bis zur Zerstörung der Bleimuffe und gegebenenfalls bis zur Rissbildung führen kann, wobei Feuchtigkeit aufgesogen wird (Fig. 7 und 8).

Um dieser Materialbewegung Einhalt zu gebieten, haben wir bei grösseren Niveaudifferenzen Arretiermuffen eingebaut. In diesen Muffen, den sogenannten «*Stop*»-*Muffen* (Fig. 9), werden die beiden Kabelabschnitte durch eine hermetische Dichtung getrennt. Die Füllmasse kann also nicht von einer Seite auf die andere gelangen. Wir haben festgestellt, dass man zur Erhöhung der Wirksamkeit dieser Muffen sie noch mit einem Gegendruckexpansionsgefäss ausrüsten muss, um ein Abfliessen der Masse zu verhindern. Diese Expansionsgefässe sind bis zur Hälfte mit Kabelöl gefüllt, das unter einem Druck steht, der dem durch die Niveaudifferenz gegebenen hydrostatischen Druck entspricht.

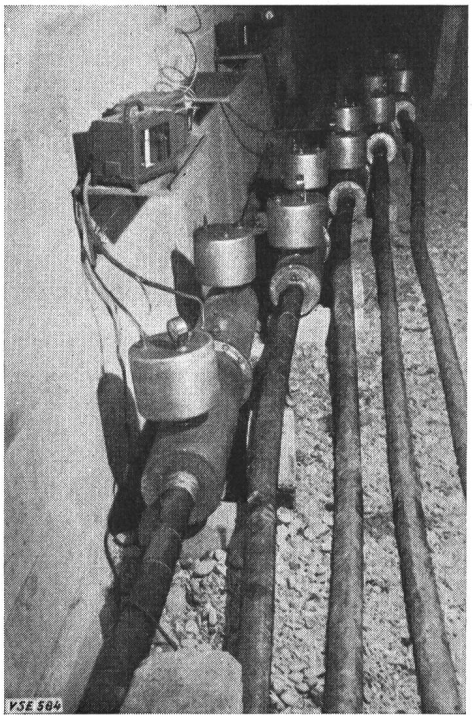

Fig. 9
«Stop»-Muffen mit Expansionsgefässen unter Luftdruck
Gefälle: 40 m
Beachte das Registriermanometer

Die Instrumente, die für die *Messung der Isolation von Leitungen* verwendet werden, sind zu bekannt, als dass hier noch näher darauf eingegangen werden soll. Es sind dies die Induktor-Megohmmeter jeder Art und jeder Spannung. Erwähnt sei immerhin, dass wir vor einigen Jahren ein 5-kV-Megohmmeter mit Antrieb des Generators durch einen Elektromotor angeschafft haben, was unumgänglich ist, wenn man während einiger Minuten ein Kabel von einer gewissen Länge messen will. Bei Betätigung einer Handkurbel führt die Anstrengung rasch zur Ermüdung, so dass die Rotationsgeschwindigkeit unregelmässig und die Messung ungenau wird.

Sobald ein Kabeldefekt wieder isoliert oder der Fehler noch zu hochohmig ist, um mit den üblichen Prüfgeräten lokalisiert zu werden, ist es oft nötig den *Isolationsfehler auszubrennen*, um einen niederohmigen Fehlerwiderstand zu erhalten. Wir verfügen zu diesem Zwecke über zwei bewegliche Einrichtungen, die von Lastwagen transportiert werden: ein 1350-kVA-Transformator mit einer unter Last regulierbaren Spannung von 0...40 kV und

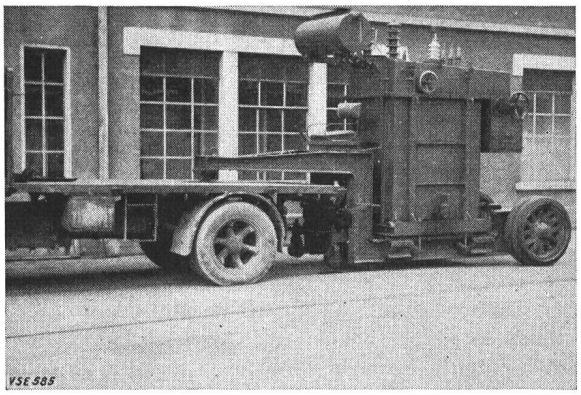

Fig. 10
Prüftransformator von 1350 kVA auf Tiefganganhänger
Gewicht: 10,5 t
Spannung regulierbar unter Last von 0 bis 40 kV
Gestattet die Prüfung eines Kabels 3 × 150 mm² von 5 km Länge

einen Anhänger, der mit einer Gleichstromapparatur bis zu 50 kV ausgerüstet ist, die die Isolationsprüfung und die Lokalisierung der Kabelfehler unter Hochspannung gestattet. Dieser Anhänger, der stets einsatzbereit ist, enthält ebenfalls alle üblichen Apparate zur Ortung von Kabelfehlern, wie sie in jedem Netzbetrieb wohl bekannt sind: Messbrükken, Kapazitäten, Ohmmeter, Gleichrichter, Batterien usw. (Fig. 10 und 11).

Fig. 11
Prüfanhänger (Gleichstrom 50 kV)

Wir halten uns, vorderhand wenigstens, an die klassischen Instrumente und Methoden zur Lokalisierung der Fehler — denn die Vorführung von neuen Apparaten, der wir beigewohnt haben, hat uns nicht von deren Überlegenheit überzeugt, eher umgekehrt.

Die Feuchtigkeit in den Kabelkabinen

Der Hauptfeind der elektrischen Einrichtungen bildet die Feuchtigkeit, die von den zellulosehalti-

gen Isoliermaterialien im allgemeinen absorbiert werden kann. Wenn die Kabelzubehörteile vorschriftsgemäss montiert werden, besteht diesbezüglich kein Grund zu Besorgnis. Diese Gefahr fällt auch dahin bei Verwendung von Kabelisolationen aus Thermoplast.

In den Kabelstationen, die einen Transformator aufweisen, genügt die von diesem abgegebene Wärme, um die Feuchtigkeit zu vertreiben. Im anderen Falle muss eine Heizung und eine genügende Ventilation vorgesehen werden, um die durch Kondensation oder Eindringen von Wasser durch poröse Mauern entstandene Feuchtigkeit zu bekämpfen. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Verwendung von eigens zu diesem Zwecke gebautem Material, das absolut wasserdicht ist.

In Verteilkästen aus Blech ist es uns gelungen, jede Feuchtigkeit zu unterdrücken durch den Einbau von einigen Glühlampen in Serieschaltung, um ihre Spannung niedrig zu halten und so ihre Lebensdauer zu erhöhen. In den wichtigeren Hochspannungsschaltstationen haben wir einige Heizkörper von 200...300 W eingebaut, was für den angestrebten Zweck hinreicht (Fig. 12 und 13).

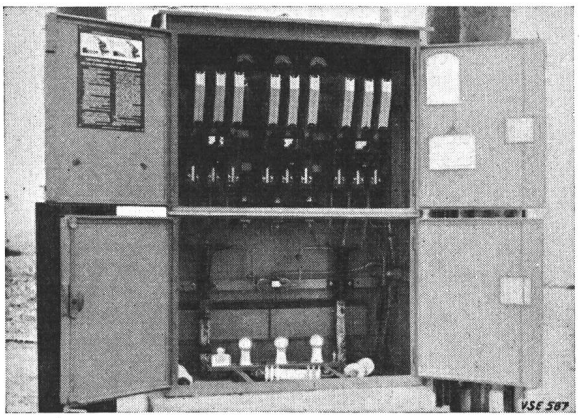

Fig. 12
Inneres eines Kabelkasten mit zwei Abgängen
Beachte die Heizlampen

In den gemauerten Kabelkabinen muss man vor allem darauf achten, dass die Mauern sowie die Kabeleintrittstellen vollständig dicht sind. Zu diesem Zwecke stehen heute zahlreiche *wasserabstossende Produkte* zur Verfügung. Ihre Wirksamkeit kann jedoch nur gewährleistet werden, wenn ihre Anwendung mit der nötigen Sorgfalt erfolgt, was bei den Bauunternehmern nicht immer der Fall ist.

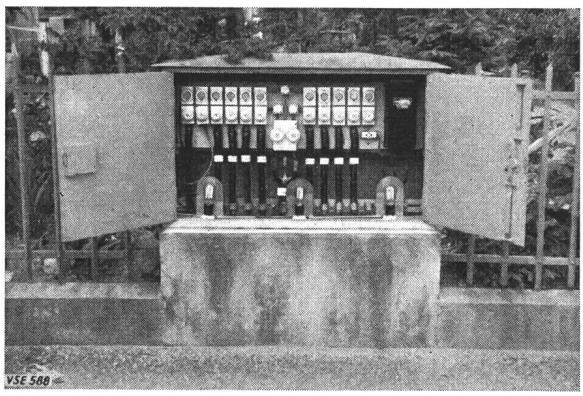

Fig. 13
Kabelkassette für die Speisung von Einfamilienhäusern
Beachte die Heizlampen

Ein häufiger Fehler ist das Eindringen von Wasser in die gemauerten Niederspannungs-Kabelschaltkästen, die sich unter den Strassen befinden. In zahlreichen Fällen mussten wir sie durch Röhren mit den Abwasserkanälen verbinden, um nicht erst das Wasser aus den Kabinen ausschöpfen zu müssen, bevor wir die Kästen öffnen konnten. Durch dieses Vorgehen wird auch die Gefahr vermindert, dass Wasser in die Kästen eindringt.

Über die *metallischen Bestandteile,* die in den Kabelstationen verwendet werden, ist nichts besonderes zu erwähnen. Die verwendeten Materialien sind Kupfer und seine Legierungen, Aluminium oder Eisenmetalle, die durch eine rostfreie Verkleidung oder sogar lediglich durch einen Spezialüberzug vor Rost geschützt sind.

Erwähnen wir noch zum Schluss, dass die Verbindungen von Hoch- und Niederspannungskabeln durch Kabelklemmen jeder Art, durch aluminothermisches Schweissen, durch Hart- oder auch Weichlöten ausgeführt werden können. Gewiss besitzt jedes Elektrizitätswerk auf diesem Gebiet seine eigenen, bewährten Methoden.

D.: Br

Adresse des Autors:
J. Vachoux, dipl. Elektrotechniker, Service de l'Electricité de Genève, Genève.

Aus dem Kraftwerkbau

Staubeginn beim Kraftwerk Rheinau

Im Hinblick auf die Betriebseröffnung im Herbst dieses Jahres ist anfangs August mit dem erstmaligen Aufstau des Rheines beim Kraftwerk Rheinau begonnen worden. Nach dem vom eidg. Post- und Eisenbahndepartement im Einvernehmen mit den Baudirektionen der Kantone Zürich und Schaffhausen sowie mit den zuständigen deutschen Behörden soll der Wasserstand des Rheines allmählich so gehoben werden, dass etwa Mitte Oktober im Rheinfallbecken die Kote 358,00 m ü. M. erreicht wird. Die Stauversuche zur endgültigen Festsetzung der höchstzulässigen Wasserstände im Rheinfallbecken zwischen den Koten 358,00 und 359,00 sollen erst in der zweiten Hälfte des Jahres 1957 begonnen werden.

Kraftwerkbau im Kanton Obwalden

Mitte Juli erfolgte der Durchbruch des 1,8 km langen Druckstollens des von den Gemeinden Alpnach und Sarnen gemeinsam mit den Centralschweizerischen Kraftwerken erstellten Niederdruckkraftwerkes an der Sarner Aa.

Beim Kraftwerk auf Melchsee-Frutt konnte Ende Juli der Durchbruch des Zuleitungsstollens gefeiert werden. Das Maschinenhaus in der Hugschwendi ist bald im Rohbau fertig und auf der Frutt werden die Seedämme aufgeschüttet.

Aus den Geschäftsberichten schweizerischer Elektrizitätswerke

(Diese Zusammenstellungen erfolgen zwanglos in Gruppen zu vieren und sollen nicht zu Vergleichen dienen)

Man kann auf Separatabzüge dieser Seite abonnieren

	Elektrizitätswerk Arosa Arosa		Wasser- und Elektrizitätswerk der Gemeinde Buchs Buchs SG		Elektrizitätswerk Burgdorf Burgdorf		Elektrizitätsversorgung Glarus Glarus	
	1955	1954	1955	1954	1955	1954	1955	1954
1. Energieproduktion . . kWh	**4 561 000**	4 756 400	**9 620 000**	9 150 000	**286 700**	288 520	**13 024 000**	12 557 400
2. Energiebezug . . . . kWh	**8 379 780**	7 858 450	**2 170 000**	1 770 000	**24 279 102**	21 976 723	**2 405 576**	2 479 933
3. Energieabgabe . . . kWh	**11 951 580**	11 594 130	**11 800 000**	10 920 000	**23 521 982**	21 115 456	**13 919 864**	13 139 372
4. Gegenüber Vorjahr . . %	**+ 3,08**	+ 5,1	**+ 8**	− 3,5	**11,38**	6,89	**+ 5,9**	+ 0,9
5. Davon Energie zu Abfallpreisen . . . . . kWh	—	—	**3 700 000**	3 500 000	—	—	**3 949 780**	3 724 000
11. Maximalbelastung . . kW	**3 260**	3 420	**2 700**	2 450	**5 000**	4 500	**2 780**	2 780
12. Gesamtanschlusswert . kW	**24 863**	23 800	**17 800**	16 700	**39 251**	36 414	**15 966**	15 371
13. Lampen . . . . . Zahl	**45 000**	43 000	**25 800**	24 800	**55 365**	53 574	**34 918**	34 179
13. Lampen . . . . . kW	**1 800**	1 700	**1 260**	1 215	**2 924**	2 829	**1 746**	1 710
14. Kochherde . . . . . Zahl	**1 227**	1 200	**1 586**	1 532	**2 028**	1 861	**675**	654
14. Kochherde . . . . . kW	**8 727**	8 500	**7 960**	7 640	**12 508**	11 439	**4 050**	3 924
15. Heisswasserspeicher . Zahl	**638**	625	**1 295**	1 158	**2 117**	1 949	**787**	759
15. Heisswasserspeicher . kW	**3 251**	3 200	**1 025**	745	**3 100**	2 889	**1 570**	1 520
16. Motoren . . . . . Zahl	**1 804**	1 780	**777**	706	**3 026**	2 882	**1 137**	1 096
16. Motoren . . . . . kW	**1 807**	1 790	**1 900**	1 800	**8 262**	7 822	**3 410**	3 290
21. Zahl der Abonnemente . . .	**684**	675	**2 220**	2 155	**5 748**	5 496	**4 069**	3 882
22. Mittl. Erlös p. kWh Rp./kWh	**7,49**	7,38	**6,1**	6,3	**7,423**	7,480	**5,3**	5,2
Aus der Bilanz:								
31. Aktienkapital . . . . . Fr.	—	—	—	—	—	—	—	—
32. Obligationenkapital . . »	—	—	—	—	—	—	—	—
33. Genossenschaftsvermögen »	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Dotationskapital . . . . »	**800 000**	650 000	—	—	—	—	**100 000**	100 000
35. Buchwert Anlagen, Leitg. »	**789 438**	612 002	**1 429 000**	1 060 000	**11**	11	**2 744 028**	2 836 390
36. Wertschriften, Beteiligung »	—	—	—	—	—	—	**6 000**	—
37. Erneuerungsfonds . . . »	**240 000**	225 000	**270 000**	400 000	—	—	**110 170**	122 768
Aus Gewinn- und Verlustrechnung:								
41. Betriebseinnahmen . . . Fr.	**912 626**	873 345	**723 000**	688 000	**785 091**	698 995	**749 777**	691 716
42. Ertrag Wertschriften, Beteiligungen . . . . . »	—	—	—	—	—	—	—	—
43. Sonstige Einnahmen . . »	—	—	—	—	—	—	**600**	680
44. Passivzinsen . . . . . »	**26 000**	22 000	**26 900**	14 300	—	—	**85 539**	89 590
45. Fiskalische Lasten . . . »	**3 691**	4 012	**8 970**	5 960	**80**	80	**9 160**	8 828
46. Verwaltungsspesen . . . »	**61 476**	75 047	**5 030**	5 180	**88 910**	85 718	**114 600**	112 709
47. Betriebsspesen . . . . . »	**171 984**	153 438	**179 100**	164 900	**76 312**	72 337	**115 368**	68 256
48. Energieankauf . . . . . »	**313 794**	293 529	**102 000**	98 600	**845 890**	767 623	**87 264**	145 002
49. Abschreibg., Rückstell'gen »	**98 460**	73 169	**369 400**	389 800	**278 815**	243 087	**236 985**	151 445
50. Dividende . . . . . »	—	—	—	—	—	—	—	—
51. In %	—	—	—	—	—	—	—	—
52. Abgabe an öffentliche Kassen . . . . . »	**253 471**	240 464	**125 000**	125 000	**400 000**	400 000	**110 000**	100 000
Übersicht über Baukosten und Amortisationen								
61. Baukosten bis Ende Berichtsjahr . . . . . Fr.	**2 822 356**	2 566 493	**6 460 000**	5 556 000	**4 675 255**	4 395 165	**5 598 012**	5 560 374
62. Amortisationen Ende Berichtsjahr . . . . . »	**2 032 918**	1 954 491	**5 031 000**	4 496 000	**4 675 244**	4 395 154	**2 853 984**	2 723 984
63. Buchwert . . . . . »	**789 438**	612 002	**1 429 000**	1 060 000	**11**	11	**2 744 028**	2 836 390
64. Buchwert in % der Baukosten	**27,9**	23,8	**22**	19	**0**	0	**49**	51

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, Telephon (051) 34 12 12, Postcheckkonto VIII 4355, Telegrammadresse: Electrounion, Zürich.
Redaktor: *Ch. Morel*, Ingenieur.
Sonderabdrucke dieser Seiten können beim Sekretariat des VSE einzeln und im Abonnement bezogen werden.