63

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

ORGAN
MINISTERSTWA ENERGETYKI, MINISTERSTWA PRZEMYSŁU MASZYNOWEGO,
STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH

ROK XXXI ZESZYT 2/3 21.III.1955

KONFERENCJA TRANSFORMATOROWA POLSKIEJ AKADEMII NAUK

ŁÓDŹ, 23 — 24 — 25 MAJA 1955 R.

Biblioteka Politechniki Wrocławskiej

WYDAWNICTWO NACZELNEJ ORGANIZACJI TECHNICZNEJ

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

Rok XXXI, z. 2/3
21 marca 1955 r.

XXXI-й год, вып. 2/3
21 марта 1955 г.

Vol. XXXI, No 2/3
Mars 21, 1955

SPIS RZECZY

Jakubowski J. L., Jezierski E. Konferencja Transformatorowa Polskiej Akademii Nauk.

A. TRANSFORMATORY

I. Zienkowski L. Stan obecny i perspektywy rozwojowe produkcji transformatorów.

II. Kosieradzki W., Moszczyński S. Zagadnienia eksploatacyjne i dezyderaty w zakresie produkcji transformatorów na tle doświadczenia i potrzeb energetyki.

III. Hasterman Z. Udarowa wytrzymałość dielektryczna transformatorów.

IV. Lech W. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych i jego zastosowanie do badania transformatorów.

V. Radziwiłł J. Próby udarowe transformatorów.

VI. Kulikowski J. Siły zwarciowe w transformatorach.

VII. Jabłoński M. Oporność rozproszenia transformatora przy osiowej niesymetrii uzwojeń cylindrycznych.

VIII. Kozłowski M. Straty dodatkowe w uzwojeniach transformatorów.

IX. Jezierski E. Zastosowanie teorii transformatora trójuzwojeniowego do niektórych przypadków transformatora dwuuzwojeniowego.

X. Jabłoński M. Wytyczne obliczania uzwojenia wyrównawczego w transformatorze.

XI. Lepieszko W. Wyznaczenie najkorzystniejszych kształtów geometrycznych transformatora.

XII. Kopczyński Z. Obecne tendencje w projektowaniu i budowie krajowych transformatorów wielkiej mocy.

XIII. Gogolewski Z., Schmidt J. Kilka zagadnień z transformatorów piecowych.

XIV. Świderski J. Transformatory prostownikowe.

XV. Dzikowski J. Wyzyskanie obciążalności transformatorów trakcyjnych w zespołach prostownikowych.

XVI. Kelasz J. Niektóre zagadnienia dotyczące konstrukcji przełączników zaczepów pod obciążeniem.

XVII. Wilczyński K. Obliczanie mechaniczne dławików przeciwzwarciowych.

XVIII. Schmidt J. Zagadnienie materiałów magnetycznych w transformatorach.

XIX. Latour H., Gzylewski J. O nasycaniu izolacji papierowej transformatorów lakierami olejoodpornymi.

XX. Krzywański Z. Transport transformatorów.

XXI. Przanowski K. Uzasadnienie szerokiego stosowania transformatorów regulacyjnych w sieciach najwyższych napięć oraz w rozdzielczych sieciach okręgowych.

XXII. Roguski A. Wybór napięć zwarcia transformatorów trójuzwojeniowych stosowanych do sprzęgania sieci o bezpośrednio uziemionych punktach zerowych z sieciami skompensowanymi.

XXIII. Roguski A. Wytyczne dla normalizacji danych znamionowych dławików gaszących.

XXIV. Koter T. Spadki napięcia w transformatorze trójuzwojeniowym.

XXV. Koter T. Praca równoległa transformatorów trójuzwojeniowych z dwuuzwojeniowymi.

XXVI. Telesiński J. Wyposażenie i zabezpieczenie transformatorów.

Dokończenie na str. III

СОДЕРЖАНИЕ

Якубовский Я. Л., Езерский Е. Конференция Польской Академии Наук по трансформаторам.

А. ТРАНСФОРМАТОРЫ

I. Зенковский Л. Нынешнее положение производства трансформаторов и виды на его дальнейшее развитие.

II. Косерадский В., Мощиньский С. Эксплоатационные проблемы и требования в области производства трансформаторов, вытекающие из опыта и нужд энергетики.

III. Хастерман З. Импульсная диэлектрическая устойчивость трансформаторов.

IV. Лех В. Осциллограф для записи многократных импульсов и его применение для испытания трансформаторов.

V. Радзивил Я. Импульсные испытания трансформаторов.

VI. Куликовский Е. Силы короткого замыкания в трансформаторах.

VII. Яблоньский М. Реактивное сопротивление утечки трансформатора при осевой несимметрии цилиндрических обмоток.

VIII. Козловский М. Добавочные потери в трансформаторных обмотках.

IX. Езерский Е. Применение теории трехобмоточного трансформатора к некоторым слчаям двухобмоточного.

X. Яблоньский М. Указания по расчету уравнительной обмотки трансформатора.

XI. Лепешко В. Определение наиболее выгодных геометрических форм трансформатора.

XII. Копчиньский З. Нынешние течения в проектировании и постройке трансформаторов большой мощности в Польше.

XIII. Гоголевский З., Шмит Е. Некоторые вопросы печных трансформаторов.

XIV. Свидерский Я. Трансформаторы для выпрямителей.

XV. Дзиковский Е. Использование нагрузочной способности тяговых трансформаторов в выпрямительных аггркатах.

XVI. Келяш Е. Некоторые вопросы относящиеся к конструкции переключателя ответвлений от обмотки трансформатора под нагрузкой.

XVII. Вильчиньский К. Механический расчет дроссельных катушек для защиты от коротких замыканий.

XVIII. Шмит Е. Вопросы магнитных материалов для трансформаторов.

XIX. Лятур Х., Гзылевский Е. Пропитывание бумажной изоляции трансформаторов маслостойкими лаками.

XX. Кшиваньский З. Транспорт трансформаторов.

XXI. Пшановский К. Обоснование широкого применения регулирующих трансформаторов в сетях сверхвысокого напряжения и в районных распределительных сетях.

XXII. Рогуский А. Выбор напряжения короткого замыкания трехобмоточных трансформаторов, применяемых для связывания сетей, нулевая точка которых заземлена непосредственно, с компенсированными сетями.

XXIII. Рогуский А. Директивные указания по нормализации номинальных данных для тушительных дроссельных катушек.

XXIV. Котер Т. Падения напряжения в трехобмоточном трансформаторе.

XXV. Котер Т. Параллельная работа трехобмоточных трансформаторов с двухобмоточными.

XXVI. Телесиньский Е. Оборудование и защита трансформаторов.

Окончание на стр. III

CONTENTS

Jakubowski J. L., Jezierski E. Transformer Conference of the Polish Academy of Sciences.

A. TRANSFORMERS

I. Zienkowski L. Prevailing state and trends of development in transformer manufacture.

II. Kosieradzki W., Moszczyński S. Operation problems and desiderata in transformer production in the light of experience acquired and in consideration of actual requirements of power engineering.

III. Hasterman Z. Impulse dielectric strength of transformers.

IV. Lech W. The recurrent-surge oscillograph and its application for examining power transformers.

V. Radziwiłł J. Transformator impulse tests.

VI. Kulikowski J. Short-circuit forces in transformers.

VII. Jabłoński M. Leakage reactance of transformers at axial asymmetry of cylindrical windings.

VIII. Kozłowski M. Supplementary losses in transformer windings.

IX. Jezierski E. Application of three-winding transformer theory to certain instances of two-winding transformer.

X. Jabłoński M. Outlines for computing transformer equalising windings.

XI. Lepieszko W. Determination of the most advantageous geometrical transformer shapes.

XII. Kopczyński Z. Prevailing trends in high-power transformer design and construction in Poland.

XIII. Gogolewski Z., Schmidt J. A few problems involved in furnace transformers.

XIV. Świderski J. Rectifier transformers.

XV. Dzikowski J. Utilisation of the load carrying capacity of traction transformers in rectifier sets.

XVI. Kelasz J. Certain problems concerning top changer design for changing over under load.

XVII. Wilczyński K. Mechanical computation of short circuit choking coils.

XVIII. Schmidt J. The problem of magnetic materials for transformers.

XIX. Latour H., Gzylewski J. Impregnation with oil-resistible glyptal lacquers of transformer insulation paper.

XX. Krzywański Z. Transformer transportation.

XXI. Przanowski K. Substantiation of the widespread use of regulating transformers in very high voltage systems and in regional distributing systems.

XXII. Roguski A. Selection of short circuit voltage of three winding transformers used for interconnecting systems with directly earthed neutral points and compensated systems.

XXIII. Roguski A. Outlines for standardisation of extinguishing choke coil ratings.

XXIV. Koter T. Voltage drop in three-winding transformers.

XXV. Koter T. Parallel work of three- and two-winding transformers.

XXVI. Telesiński J. Transformer equipment and protection.

Concluded on page III

A.11271

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

ORGAN
MINISTERSTWA ENERGETYKI, MINISTERSTWA PRZEMYSŁU MASZYNOWEGO,
STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH

Redaktor naczelny inż. Tadeusz Czaplicki. — Redaktorzy działowi inżynierowie: Stanisław Andrzejewski, Janusz Gniewiewski, Leszek Zienkowski, Tadeusz Żarnecki

Rok XXXI | Warszawa, 21 marca 1955 r. | Zeszyt 2/3

Konferencja Transformatorowa Polskiej Akademii Nauk

Jako problem szczególnie ważny dla gospodarki narodowej Polska Akademia Nauk uznała:

„opracowanie podstaw naukowych produkcji nowych maszyn i urządzeń elektrycznych do wyposażeń układów energetycznych, zwłaszcza najwyższych napięć i największych mocy".

W związku z tym postulatem Polska Akademia Nauk zorganizowała w roku 1954 przy współudziale Stowarzyszenia Elektryków Polskich pierwszą krajową Konferencję Wyłącznikową. Obecnie jesteśmy w przededniu nowego zjazdu naukowego — Konferencji Transformatorowej, organizowanej również wspólnie przez PAN i SEP.

Komitet Elektrotechniki PAN najpilniejsze zadania w zakresie transformatorów wielkich mocy i najwyższych napięć ujął jak następuje (Wytyczne do projektu planu badań naukowych szczególnie ważnych, redakcja 1954 r.):

a) zagadnienia wytrzymałości dielektrycznej transformatorów;

b) badania rozkładu pola elektrycznego w uzwojeniach transformatorów oraz wyładowań niezupełnych;

c) zagadnienia wytrzymałości dynamicznej uzwojeń transformatorów;

d) zagadnienia regulacji napięcia pod obciążeniem;

e) badania nad przewietrzaniem, nagrzewaniem oraz starzeniem się izolacji transformatorów wielkiej mocy;

f) opracowanie podstaw obliczeniowych i konstrukcyjnych transformatorów prostownikowych;

g) zagadnienie zwiększenia mocy transformatorów w ramach istniejącego gabarytu kolejowego.

Produkcja transformatorów posiada w Polsce długoletnią tradycję. Jednakże w okresie przedwojennym budowano transformatory na napięcia na ogół nie przekraczające 35 kV, a jednostki o mocy powyżej 10 MVA należały do rzadkości. Kilkanaście większych transformatorów, wykonanych dla ZEORKu na napięcie 150 kV, miało swoje oparcie w licencji zagranicznej. Gwałtowny rozwój przemysłu po wyzwoleniu i związana z tym rozbudowa naszego układu elektroenergetycznego wysunęły na pierwszy plan konieczność budowy dużych transformatorów na napięcie 110 kV, a w najbliższej przyszłości na 220 kV.

Żeby zobrazować etapy rozwoju naszego przemysłu transformatorowego, można przytoczyć dane, dotyczące największych transformatorów wykonanych w ostatnich latach:

rok 1951 — transformator trójuzwojeniowy — z chłodzeniem wodnym — o mocy 40 MVA, górnym napięciu 60 kV i ogólnym ciężarze 64 tony;

rok 1954 — transformator trójuzwojeniowy — z przewietrzaniem sztucznym — o mocy 31,5 MVA, górnym napięciu 110 kV z regulacją pod obciążeniem, o łącznym ciężarze 106 ton.

Przy projektowaniu i budowie dużych wysokonapięciowych jednostek występuje od razu szereg poważnych problemów natury konstrukcyjnej, materiałowej i technologicznej. Korzystając z doświadczeń radzieckich i osiągnięć własnych naszych fabryk i placówek badawczych (przede wszystkim Instytutu Elektrotechniki), udało się naszemu przemysłowi transformatorowemu pokonać szereg trudności i ustalić ostatecznie dla siebie właściwą linię rozwojową. Niemniej jednak wiele jeszcze problemów pozostało nierozwiązanych. Wynika to z braków w wyposażeniu naszych fabryk transformatorów i naszych laboratoriów badawczych, z niedostatecznie rozwiniętego zaplecza przemysłów pomocniczych, ze szczególnych cech naszego dość skomplikowanego układu elektroenergetycznego i — co może jest najważniejsze — ze stosunkowo krótkiego czasu istnienia samodzielnego przemysłu. Nie należy przy tym zapominać, że już w najbliższych latach stanie przed nami problem budowy transformatorów na 220 kV.

W dziedzinie przekładników postęp techniczny zaznaczył się zwłaszcza w ostatnich latach. Po wielu trudnościach, głównie natury technologicznej, opanowano produkcję przekładników 110-kilowoltowych, a sprawa budowy przekładników 220-kilowoltowych weszła na realne tory. W dziedzinie tej problematyka zasadnicza obejmuje: zagadnienia izolacyjne, zagadnienia zwarciowe oraz zagadnienia współpracy przekładników z przekaźnikami.

Zainicjowana przez Komitet Elektrotechniki PAN Konferencja ma na celu podsumowanie dotychczasowych osiągnięć zarówno własnych, jak i obcych, krytyczną ich ocenę oraz ustalenie wytycznych do dalszych badań naukowych w dziedzinie transformatorów i przekładników. Wyniki tych badań winny umożliwić naszemu przemysłowi usunięcie dotychczasowych niedociągnięć oraz przygotowanie się do rozpoczęcia produkcji transformatorów i przekładników na 220 kV.

Referaty zgłoszone na Konferencję można podzielić na trzy podstawowe grupy, obejmujące:

1) zagadnienia związane z obliczaniem i konstrukcją transformatorów; włączone są tu również referaty o tematyce materiałowej;

2) zagadnienia związane z eksploatacją transformatorów;

3) zagadnienia przekładnikowe jako całość.

Podobnie, jak przy Konferencji Wyłącznikowej, stronę organizacyjną Konferencji Transformatorowej przejęło na siebie Stowarzyszenie Elektryków Polskich, dysponujące pod tym względem bogatym doświadczeniem.

Komitet Elektrotechniki PAN oczekuje od uczestników Konferencji szerokiej dyskusji naukowej nad problemami poruszonymi w referatach i wysuniętymi przez przedstawicieli nauki, przemysłu i energetyki.

Prof. J. L. Jakubowski,
Przewodniczący Komitetu Elektrotechniki PAN

Prof. E. Jezierski,
Przewodniczący Komisji Organizacyjnej Konferencji Transformatorowej

Biblioteka Politechniki Wrocławskiej

A. TRANSFORMATORY

I

MGR INŻ. L. ZIENKOWSKI

Stan obecny i perspektywy rozwojowe produkcji transformatorów

621.314:621.312.001.4

Treść. Wskaźniki wzrostu produkcji. Zakres i poziom techniczny produkcji w chwili obecnej. Perspektywy rozwojowe: rozszerzenie zakresu produkcji, podniesienie jakości. Zagadnienia materiałowe. Współpraca z instytucjami naukowo-badawczymi. Pomoc ze strony Związku Radzieckiego.

Нынешнее положение производства трансформаторов и виды на его дальнейшее развитие. Показатели роста производства. Круг и технический уровень производства в настоящее время. Виды на дальнейшее развитие: расширение области производства, повышение качества. Вопросы материалов. Содействие научно-исследовательских учреждений. Помощь Советского Союза.

Prevailing state and trends of development in transformer manufacture. Indices of increase in output. Present production range and technical standard. Prospects of development: increased production range and quality improvement. Raw materials problem. Cooperation with scientific research institutions. U. S. S. R. assistance.

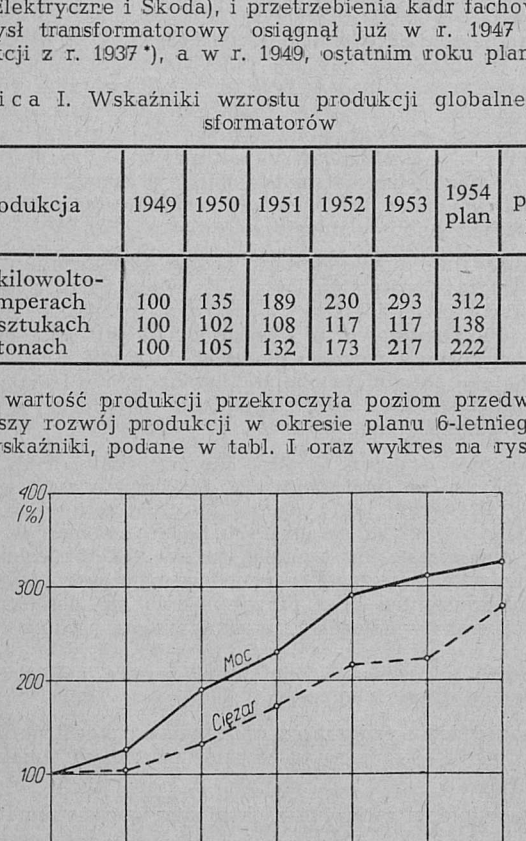
1. Dynamika rozwojowa.

Mimo zniszczenia w czasie wojny dwu warszawskich fabryk, biorących udział w produkcji transformatorów (Polskie Tow. Elektryczne i Skoda), i przetrzebienia kadr fachowych — przemysł transformatorowy osiągnął już w r. 1947 poziom produkcji z r. 1937 *), a w r. 1949, ostatnim roku planu 3-letniego, wartość produkcji przekroczyła poziom przedwojenny.

Tablica I. Wskaźniki wzrostu produkcji globalnej transformatorów

Produkcja	1949	1950	1951	1952	1953	1954 plan	1955 projekt planu
W kilowoltoamperach	100	135	189	230	293	312	325
W sztukach	100	102	108	117	117	138	158
W tonach	100	105	132	173	217	222	278

Dalszy rozwój produkcji w okresie planu 6-letniego obrazują wskaźniki, podane w tabl. I oraz wykres na rys. 1.



Rys. 1. Wzrost produkcji globalnej transformatorów (dla 1919 r. przyjęto wskaźnik 100)

Osiągnięty poziom globalnej produkcji pokrywa się w przybliżeniu z zadaniami postawionymi w Ustawie o 6-letnim planie rozwoju gospodarczego i budowy podstaw socjalizmu na lata 1950—1955.

Prócz wzrostu produkcji liczby powyższe uwidoczniają zmianę jej struktury asortymentowej, polegającą na opanowaniu produkcji dużych jednostek i wzrastającym udziale ich w globalnej produkcji.

Przed wojną górna granica mocy sięgała 12 500 kVA, w okresie zaś planu 6-letniego opanowana została produkcja transformatorów o mocy 31 500 kVA przy 110 kV i 40 000 kVA przy 60 kV. Przeciętna moc jednostki w r. 1949 wynosiła ok. 250 kVA, natomiast w r. 1955 wyniesie ponad 600 kVA.

Względny wzrost produkcji dużych transformatorów o mocy 10 MVA i więcej — specjalnie ważnych dla elektryfikacji kraju — podaje tabl. II.

Wzrost produkcji uzyskano częściowo przez zwiększenie wydajności (wartość produkcji na 1 robotnika wzrosła blisko 2-krotnie, ciężar produkcji na 1 m^2 blisko 1,5-krotnie), częściowo przez rozbudowę istniejących fabryk.

2. Charakterystyka obecnego stanu produkcji.

Z wyjątkiem największych transformatorów i niektórych odmian specjalnych, będących jeszcze przedmiotem importu, produkcja transformatorów pokrywa całkowicie potrzeby kraju, a nawet daje pewne nadwyżki na eksport.

Szczytowym osiągnięciem w grupie transformatorów energetycznych są: transformator trójuzwojeniowy o mocy 31 500 kVA i górnym napięciu 110 kV, z regulacją pod obciążeniem (o ciężarze całkowitym ok. 110 t), i transformator trójuzwojeniowy o mocy 40 000 kVA przy 60 kV.

Prócz transformatorów energetycznych normalnego typu produkowane są lub znajdują się w stadium uruchomienia produkcji następujące specjalne odmiany transformatorów:

a) Transformatory prostownikowe. Największą jednostkę w tej grupie stanowi wyprodukowany w r. 1954 transformator o mocy 3640 kVA, przeznaczony do zasilania prostowników rtęciowych trakcyjnych o napięciu prądu stałego 3000 V.

b) Transformatory piecowe. Szczytowe osiągnięcie stanowi transformator o mocy 26 MVA, o przekładni 30 kV na 210 V, do zasilania pieców karbidowych.

c) Autotransformatory rozruchowe do rozruchu dużych silników synchronicznych, wykonywane jednostkowo stosownie do danych znamionowych silnika i warunków rozruchu.

d) Cewki dławikowe przeciwzwarciowe. W stadium uruchomienia jest produkcja cewek na napięcie 6 kV i 15 kV, z przekładkami porcelanowymi. Próby wytrzymałości dynamicznej przeprowadzane w zwarciowni

Tablica II. Wskaźniki wzrostu produkcji transformatorów o mocy 10 MVA i więcej

Produkcja	1949	1950	1951	1952	1953	1954 plan	1955 projekt planu
W kilowoltoamperach	100	580	770	585	1210	1550	1720
W sztukach	100	566	866	635	1130	1600	1600
W tonach	100	480	570	550	1360	1435	1800

czechosłowackiej na prototypie cewki 6-kilowoltowej dał wynik pozytywny, konstrukcja jednak nie należy do najbar-

*) Ostatni rok, dla którego dostępne są oficjalne przedwojenne dane statystyczne.

dziej udanych ze względu na duże wymiary gabarytowe. Równolegle prowadzone są prace przygotowawcze nad uruchomieniem produkcji cewek dławikowych betonowych. Prawdopodobnie ta ostatnia konstrukcja będzie przyjęta jako rozwiązanie typowe.

e) Cewki Petersena. W próbach eksploatacyjnych znajdują się prototypy 2 odmian cewek. Prowadzone są prace konstrukcyjne nad dalszymi odmianami.

f) Pojazdowe stacje transformatorowe dla górnictwa o mocy do 200 kVA, o górnym napięciu 3000 V lub 6000 V. Biegnie ich produkcja seryjna.

g) Transformatory suche. Produkowane są seryjnie transformatory suche trójfazowe o mocy od 0,5 do 20 kVA, i jednofazowe o mocy od 0,5 do 10 kVA. W opracowaniu są większe typy, o mocy do 250 kVA.

h) Transformatory Baucha, których wyprodukowano kilka sztuk i na które zapotrzebowanie energetyki jest bardzo ograniczone.

Postęp w konstrukcji transformatorów, poza rozszerzaniem asortymentu, nastąpił przede wszystkim na odcinku wydatnego poprawienia układu izolacyjnego, w szczególności dużych transformatorów. Wprowadzono w konstrukcji zmiany, obejmujące m. in. ekranowanie uzwojeń w celu polepszenia rozkładu napięć udarowych. Rozwiązanie to oparte zostało na doświadczeniu zdobytym w czasie praktyki w ZSRR jednego z głównych konstruktorów oraz na obliczeniach i badaniach wytrzymałości udarowej, wykonanych przez Zakład Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki.

Wzorując się na konstrukcjach radzieckich zmieniono układ kanałów olejowych w dużych transformatorach, co znacznie uprościło technologię wykonania. Rozpoczęto stosowanie tulei izolacyjnych zwijanych z dużych arkuszy preszpanu. Eliminuje się wszystkie części izolacyjne bakelitowe, zastępując je kształtkami klejonymi z preszpanu i prasowanymi na gorąco. W stadium prób znajduje się lakierowanie uzwojeń lakierem gliftalowym.

Mimo niewątpliwych osiągnięć w doskonaleniu konstrukcji transformatorów nie wszystkie ich odmiany odpowiadają w pełni nowoczesnym wymaganiom technicznym. Tak np. poprawy konstrukcji wymagają transformatory grupy 400—1600 kVA na 30 kV oraz mniejsze transformatory prostownikowe, których wytrzymałość dynamiczna budzi jeszcze zastrzeżenia. Poprawy wymaga także wytrzymałość izolacji małych transformatorów na przepięcia atmosferyczne. Na podstawie badań i obliczeń zostały przez Instytut Elektrotechniki opracowane potrzebne zmiany konstrukcyjne, które pozwolą w niedługim czasie usunąć te niedomagania.

Zdarzające się w eksploatacji usterki w pracy dużych transformatorów spowodowane były niemal wyłącznie wadami importowanych elementów, jak izolatory przepustowe i przełączniki zaczepów, a w niektórych wypadkach błędami wykonawczymi.

W zakresie technologii produkcji stan obecny nie jest zadowalający. Złożyło się na to kilka czynników: wskutek szczupłości kadr wykwalifikowanych technologów oraz zbyt małej sprężystości organizacyjnej zakładów wytwórczych opracowanie technologiczne produkcji jest w wielu wypadkach nie dość wyczerpujące, pozostawiając zbytnią swobodę postępowania personelowi wykonawczemu — majstrom i rzemieślnikom; równocześnie brak dostatecznej dyscypliny technologicznej powoduje odbieganie od istniejących instrukcji technologicznych.

Z drugiej strony stwierdzić należy, że rozwój asortymentowy produkcji transformatorów wyprzedził w pewnym stopniu przygotowanie techniczne aparatu produkcyjnego. Rozmiary hal montażowych i wyposażenie istniejących zakładów wytwórczych nie są w pełni przystosowane do produkcji wielkich jednostek. Stąd wynikają trudności transportowe, trudności właściwego rozplanowania produkcji i konieczność stosowania w niektórych wypadkach zastępczych metod technologicznych, np. suszenia we własnej kadzi, zamiast w suszarni. W dalszej konsekwencji pociąga to za sobą przedłużenie cyklu produkcyjnego i podwyższa koszty własne produkcji.

Również wyposażenie laboratoriów fabrycznych i stacji probierczych wymaga uzupełnienia i doprowadzenia do stanu odpowiadającego w pełni potrzebom produkcji. Sytuację poprawia doraźnie ścisła współpraca z Instytutem Elektrotechniki (Zakład Wysokich Napięć i Zakład Materiałoznawstwa), co jednak nie zmniejsza wagi zadania doprowadzenia wyposażenia fabryk do właściwego poziomu.

Niektóre elementy dużych transformatorów są dotychczas przedmiotem importu, a mianowicie: 1) izolatory przepustowe 110-kilowoltowe, 2) przekaźniki gazowo-podmuchowe 3-calowe, 3) termometry kontaktowe, 4) przełączniki zaczepów pod obciążeniem. Produkcja krajowa pierwszych trzech elementów opanowana zostanie w roku bieżącym, zapoczątkowane zostały również wstępne prace nad uruchomieniem produkcji przełączników zaczepów na 30 kV i 110 kV.

Utrudnieniem w produkcji transformatorów jest duża gama napięć w sieciach energetycznych, powodująca różnorodność odmian produkowanych transformatorów, a tym samym utrudniająca ich seryjną produkcję. Powitać należy z uznaniem zapoczątkowaną przez Min. Energetyki akcję zmierzającą do zredukowania liczby napięć normalnych. Prace nad tym zagadnieniem nie zostały jeszcze zakończone, powinny one przynieść jednak korzyści gospodarce narodowej w eksploatacji i w przemyśle, przede wszystkim zaś w tym ostatnim.

Omawiając stan przemysłu transformatorowego nie można pominąć zagadnienia blachy transformatorowej. Obliczenia i konstrukcje produkowanych transformatorów opierają się na blasze o stratności 1,3 W/kG, jako optimum tego, co może w obecnej chwili gwarantować przemysł hutniczy. W rzeczywistości tylko w niewielkim procencie dostarczanej blachy udaje się hutnictwu zejść poniżej tej wartości, częste są natomiast ciągle jeszcze wypadki odchyleń w górę. Blachy bywają przy tym chropowate i sfalowane, co utrudnia uzyskanie wymaganego współczynnika zapełnienia. Opanowanie produkcji blach transformatorowych o mniejszej stratności i wyższej jakości jest kluczowym zagadnieniem dla dalszego postępu w budowie transformatorów.

3. Perspektywy rozwojowe.

W perspektywie najbliższych lat zarysowują się przed przemysłem transformatorowym następujące główne zadania, związane z dalszym rozwojem elektryfikacji.

Rozszerzenie asortymentu przez opracowanie konstrukcji i opanowanie produkcji:

a) transformatorów średniej mocy, od 2 do 8 MVA, z regulacją pod obciążeniem; zadanie to będzie już częściowo zrealizowane w r. 1955;

b) autotransformatorów o dużych mocach przejściowych — do 50 MVA, z regulacją pod obciążeniem, dla umożliwienia współpracy sieci o różnych napięciach;

c) transformatorów suchych o mocy kilkuset kilowoltoamperów;

d) transformatorów przewoźnych (wagonowych) o mocy rzędu 20—30 MVA, z regulacją pod obciążeniem, jako ruchomej rezerwy;

e) transformatorów na napięcie 110 kV o mocach wyższych od obecnie produkowanych, dwuuzwojeniowych — do 63 MVA, trójuzwojeniowych — do 50 MVA;

f) transformatorów na napięcie 220 kV, budowanych prawdopodobnie jako zespoły trzech transformatorów jednofazowych, o mocy do 40 MVA w jednej fazie.

Zapoczątkowana już produkcja cewek dławikowych przeciwzwarciowych i cewek Petersena wymaga rozszerzenia na pełny asortyment potrzebny energetyce. W dalszej kolejności, ze względu na stosunkowo małe zapotrzebowanie, należy umieścić uruchomienie produkcji transformatorów laboratoryjnych.

Drugą grupę pilnych zadań stanowi rewizja istniejących konstrukcji i poprawa ich, przede wszystkim pod względem wytrzymałości na przepięcia i zwarcia tam, gdzie budzą one zastrzeżenia.

Plan prac biur konstrukcyjnych powinien objąć również przestudiowanie — z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego — zagadnienia zastosowania uzwojeń z aluminium w budowie transformatorów oraz ewentualne opracowanie dokumentacji na takie transformatory. Zagadnienie to jest bardzo istotne ze względu na naszą sytuację surowcową.

W zakresie pogłębienia produkcji na czołowe miejsce wysuwają się następujące zadania:

a) uruchomienie produkcji przełączników zaczepów pod obciążeniem na 110 kV, 200 A i 30 kV, 200 A; zapoczątkowane nad tym zagadnieniem prace, obejmujące przede wszystkim wybór typu przełącznika, posuwają się powoli i powinny być zintensyfikowane;

b) całkowite opanowanie produkcji izolatorów przepustowych na 110 kV, dla wszystkich wielkości transformatorów, a w dalszej kolejności również izolatorów na 220 kV;

c) zabezpieczenie krajowych dostaw przekaźników gazowo-podmuchowych i termometrów kontaktowych.

Spośród nowych rozwiązań konstrukcyjno-technologicznych, które powinny znaleźć zastosowanie, wymienić można przede wszystkim:

a) przejście na izolowanie blach lakierem zamiast oklejania papierem, co pozwoli na uzyskanie lepszego współczynnika zapełnienia;

b) wprowadzenie lakierowania uzwojeń, zwiększającego ich wytrzymałość dynamiczną.

Realizacja tych usprawnień wiąże się z opanowaniem przez przemysł chemiczny odpowiednich lakierów olejo-odpornych. Wyniki rozpoczętych w tym kierunku prób będą niedługo znane.

Nieodzownym warunkiem zmniejszenia strat jałowych w transformatorach (względnie obniżenie ich ciężaru) jest opanowanie przez przemysł hutniczy produkcji blachy transformatorowej o stratności nie wyższej niż 1,1 W/kG i odpowiedniej przenikalności magnetycznej, przy równoczesnej poprawie właściwości mechanicznych (falistość, chropowatość).

W stosunku do przemysłu papierniczego przemysł transformatotorowy wysuwa dezyderat dostarczania preszpanu w dużych arkuszach grubości 2 mm i preszpanu cienkiego w rolach. Wobec bardzo dobrej jakości preszpanu krajowego, produkowanego w mniejszych arkuszach, rozwiązanie tego zagadnienia nie powinno nastręczać poważniejszych trudności.

Ze strony przemysłu tworzyw sztucznych konieczna jest poprawa jakości tulei izolacyjnych i uruchomienie produkcji tulei większych średnic.

Ten krótki przegląd dotychczasowego dorobku przemysłu transformatorowego i wymagań, które stawiają przed nim potrzeby gospodarki narodowej, pozwala ocenić pozytywne osiągnięcia tego przemysłu, a równocześnie wskazuje jak poważne zadania ma on jeszcze do wykonania.

Pierwszym warunkiem realizacji tych zadań jest zapewnienie przemysłowi mocnej bazy technicznej. Cała niemal dokumentacja konstrukcyjna, na której opiera się produkcja transformatorów, jest dziełem polskich inżynierów i techników pracujących w biurach konstrukcyjnych przyfabrycznych i w Centralnym Biurze Konstrukcyjnym Maszyn Elektrycznych. Dalszy rozwój tych biur musi być otoczony specjalną opieką. Tymczasem obecna ich sytuacja musi budzić poważny niepokój ze względu na słaby stosunkowo dopływ nowego narybku technicznego i zarysowujące się w ostatnich czasach tendencje odpływu wykwalifikowanych pracowników. Przyczynami tego zjawiska są m. in. niedociągnięcia w akcji przydziału do przemysłu absolwentów szkół technicznych oraz niższy poziom płac w tych biurach niż w innych biurach projektowych. Sprawy te wymagają przeanalizowania i przedsięwzięcia radykalnych kroków.

Współpraca przemysłu transformatorowego, a w szczególności biur konstrukcyjnych, z Instytutem Elektrotechniki rozwija się bardzo pomyślnie. Prace badawcze i obliczeniowe Zakładu Wysokich Napięć wykorzystywane są w szerokim zakresie przy projektowaniu nowych transformatorów i udoskonalaniu dawniejszych konstrukcji. We wszystkich trudniejszych i ważniejszych zagadnieniach przemysł korzysta z konsultacji Instytutu. Poważnej pomocy naukowo-technicznej udziela również przemysłowi Katedra Maszyn Elektrycznych Politechniki Łódzkiej bądź bezpośrednio, bądź przy okazji odbiorów dużych transformatorów, przeprowadzanych przez tę katedrę na zlecenie Ministerstwa Energetyki. Należy dążyć do dalszego zacieśnienia tej współpracy placówek naukowych z przemysłem.

Jedną z poważniejszych dźwigni rozwoju przemysłu transformatorowego stała się pomoc ze strony Związku Radzieckiego. Rzeczoznawcy radzieccy w czasie pobytu u nas udzielili szeregu cennych wskazówek co do podstawowych zagadnień konstrukcyjnych, metod technologicznych i zasad budowy fabryki dużych transformatorów. Szczegółowa ekspertyza paru projektów transformatorów, opracowanych przez nasze biura konstrukcyjne, wykorzystana została przy następnych projektach. Praktyka jednego z głównych konstruktorów w czołowej radzieckiej fabryce transformatorów pozwoliła zebrać bogaty materiał teoretyczny i praktyczny, który posłużył do wprowadzenia istotnych usprawnień w produkcji. Uzyskaliśmy od Związku Radzieckiego dokumentację na izolatory przepustowe 110- i 220-kilowoltowe oraz na cewki Petersena.

Pomoc ta nadal stoi otworem przed nami i powinna być skwapliwie wykorzystywana przede wszystkim przez liczniejsze wysyłanie na praktyki pracowników przemysłu transformatorowego.

Należy również rozwinąć w szerszym niż dotychczas zakresie wymianę doświadczenia z krajami demokracji ludowej w formie wzajemnych konsultacji, praktyk itp.

Wiele do zrobienia pozostaje w zakresie poprawy stanu następnego ogniwa cyklu produkcyjnego, mianowicie technologicznego przygotowania produkcji. Konieczne jest dokładniejsze ustalenie procesów technologicznych, opracowanie instrukcji technologicznych i przestrzeganie ich stosowania, zwiększenie stopnia onarzędziowania, mechanizacja pracochłonnych robót, wprowadzenie potokowej produkcji tam, gdzie uzasadnia to wielkość serii produkcyjnych. Poczynania te są niezbędne zarówno dla zabezpieczenia jakości wyrobów, jak również dla obniżenia kosztów.

Na tle dalszego rozwoju elektryfikacji kraju oczekuje przemysł transformatorowy w planie 5-letnim zadanie poważnego zwiększenia ilościowego produkcji. Wzrost ten we wszystkich odmianach transformatorów można szacować przeciętnie na ~ 60%, przy czym w grupie dużych transformatorów na napięcia 110 kV i 220 kV wzrost ten będzie na pewno znacznie większy od tej przeciętnej. Zadanie to może być zrealizowane jedynie pod warunkiem szybkiej budowy nowej fabryki transformatorów.

Potrzeba budowy takiej fabryki wynika nie tylko ze wzrostu ilościowego zapotrzebowania, lecz w równej mierze z konieczności stworzenia bazy produkcyjnej, przystosowanej technicznie do budowy wielkich transformatorów na napięcie do 220 kV włącznie. Nowa fabryka powinna mieć halę montażową o szerokości ok. 25 m i wysokości (do haka suwnicy) — ok. 13 m. Wyposażenie jej musi obejmować nowoczesne środki transportowe z suwnicą o nośności 125 t, urządzenia stacji probierczej umożliwiające przeprowadzanie wszystkich przepisowych prób, generator udarowy, suszarnie próżniowe oraz laboratoria do badania materiałów wyjściowych do produkcji.

Fabryka ta, stanowiąc samodzielny obiekt, obejmujący pełny cykl produkcji transformatorów, powinna być ulokowana na terenie lub w bezpośrednim sąsiedztwie jednej z istniejących fabryk dużych transformatorów, aby mogła się oprzeć na wykwalifikowanych kadrach pracowników technicznych i robotników.

Ponieważ opracowanie projektu fabryki, jej budowa i zagospodarowanie muszą z konieczności potrwać dłuższy czas, prace nad realizacją tego zadania powinny być uruchomione natychmiast i prowadzone w tempie intensywnym. Tylko pod tym warunkiem przemysł transformatorowy będzie w stanie sprostać oczekującym go zadaniom.

4. Zakończenie.

Przemysł transformatorowy w Polsce wykazuje dużą dynamikę rozwojową. Jego dotychczasowe osiągnięcia stanowią mocną podstawę do dalszego rozwoju, umożliwiającego pokrycie w pełni potrzeb gospodarki narodowej i rozwinięcie eksportu. Dla zwiększenia ilościowego produkcji, rozszerzenia asortymentu i zabezpieczenia nienagannej jakości, konieczny jest poważny wkład pracy organizacyjno-technicznej i rozbudowa bazy produkcyjnej. Wokół tych zadań powinni być zmobilizowani najlepsi fachowcy z przemysłu transformatorowego, placówki naukowo-badawcze i przemysły dostarczające materiałów wyjściowych do produkcji transformatorów.

II

MGR INŻ. WITOLD KOSIERADZKI
MGR INŻ. STANISŁAW MOSZCZYŃSKI

Zagadnienia eksploatacyjne i dezyderaty w zakresie produkcji transformatorów na tle doświadczeń i potrzeb energetyki

621.314.004:621.312

Treść. Przegląd podstawowych parametrów transformatorów. Postulaty energetyki: zwiększanie pewności ruchowej; potrzeba prób typu i prób wyrobu oraz instrukcji montażu i obsługi; rozwiązanie spraw regulacji pod obciążeniem; zmniejszenie strat; wprowadzenie transformatorów przewoźnych. Przegląd uszkodzeń. Wnioski.

Эксплоатационные проблемы и требования в области производства трансформаторов, вытекающие из опыта и нужд энергетики. Обзор основных параметров трансформаторов. Требования энергетики: повышение надежности работы; испытывание типа и испытывание текущего производства; наставление по монтажу и уходу; вопросы регулирования под нагрузкой; уменьшение потерь; введение перевозных трансформаторов. Обзор повреждений. Заключение.

Operation problems and desiderata in transformer production in the light of experience acquired, and in consideration of actual requirements of power engineering. Review of fundamental transformer parameters. Power engineering desiderata: improvement of reliability in operation; necessity for tests of both type and finished product; assembly and service instructions; solution of problems affecting adjustment under load; curtailment of losses; introduction of mobile transformers. Review of defects. Suggestions.

1. Zasadnicze parametry transformatorów.

Transformatory są jednym z najistotniejszych elementów sieciowych. Wykonanie ich i dobór parametrów zależą od warunków pracy sieci i — odwrotnie — sposób ich wykonania oraz jakość wpływają na rozwój sieci i warunki jej pracy, na jej zdolność prawidłowego i niezawodnego zasilania odbiorców energii elektrycznej.

Zasadniczymi parametrami, wynikającymi z warunków sieciowych są: napięcie, przekładnia i zaczepy, układ połączeń, zakres regulacji i moc.

O g r a n i c z e n i e l i c z b y n a p i ę ć. Istnieje naturalna i zrozumiała tendencja ze strony zarówno wytwórcy, jak i użytkownika, do ograniczenia liczby napięć i uproszczenia w ten sposób produkcji transformatorów i układów sieciowych. Jak wiadomo, sieci elektryczne w Polsce powstały ze stopniowego połączenia ze sobą różnych większych i mniejszych zakładów sieciowych. Stąd pochodzi wielka różnorodność napięć i obecnie — po wyeliminowaniu napięć 150 kV, 50 kV, 33 i 22 kV — mamy jeszcze 17 różnych napięć od 0,5 kV do 110 kV, nie licząc napięć w sieciach niskiego napięcia. W tych warunkach trudno mówić o wielkoseryjnej produkcji transformatorów i o zwiększeniu przepustowości fabryk i warsztatów naprawczych. Utrudnione jest również wykonawstwo nowych inwestycji sieciowych, wykonanie dokumentacji w biurach projektowych i obniżenie kosztów własnych produkcji; rosną też rezerwy magazynowe.

Szereg napięć został już skazany na wymarcie; włożono duży wysiłek w kierunku ujednolicenia napięć i zmniejszenia ich liczby, co znalazło wyraz w normach PN/E-81101 i 81102 oraz w projekcie normy na napięcia. Energetyka zawodowa poszła bardzo daleko, aby wytwórcom ułatwić zadania i jednocześnie stworzyć jednolity układ sieciowy w Polsce. Opracowany obecnie plan zmniejszenia liczby napięć w Polsce przewiduje ich redukcję do 1960 r. z 17 do 11, z perspektywą dalszego jej ograniczenia. W rezultacie seryjną produkcję transformatorów można by w pewnych warunkach ograniczyć do 110, 30, 15 i 6 kV.

Na tym miejscu należy poruszyć dwie sprawy.

Pierwsza to problem napięć 40, 20 i 10 kV istniejących na terenie ZEOD. Z uwagi na duży zwarty obszar zasilania energetyka nie widzi uzasadnienia do zmiany tamtych napięć. Uzasadnienie to może wyjść ze strony przemysłu, dla którego utrzymanie tych napięć oznacza zwiększenie asortymentów o dalsze trzy napięcia i znaczne powiększenie liczby typów produkowanych transformatorów.

Druga sprawa to konieczność rozszerzenia normalizacyjnej akcji energetyki zawodowej przez PKPG i MPM na wszystkie działy gospodarki narodowej.

S p r a w a p r z e k ł a d n i i z a c z e p ó w w transformatorach została już unormowana w poważnym stopniu („Energetyka", 1953, nr 6, str. 288). Z uwagi na wszechstronne zastosowanie transformatorów trójuzwojeniowych podzielono transformatory na obniżające i podwyższające napięcie. Przyjęto zasadę, że przy biegu jałowym napięcie wtórne ma wynosić 1,05 napięcia znamionowego sieci w transformatorach o napięciu zwarcia poniżej 7 — 8% i 1,1 — w transformatorach o wyższym napięciu zwarcia. W transformatorach o mocy ponad 2 MVA wprowadzono zaczepy $\pm 2 \times 2{,}5\%$ oraz dodatkowy zaczep — 7,5%, uwzględniając rozległość obecnych sieci, wynikającą z niewielkiej liczby punktów zasilających. Należy zaznaczyć, że w zakresie małych transformatorów niewątpliwie najprostszy w wykonaniu i najpewniejszy w ruchu byłby transformator bez zaczepów. Będzie można o tym pomyśleć w przyszłości, gdy będą produkowane u nas w dostatecznej ilości i zakresie urządzenia do regulacji napięcia pod obciążeniem.

Dążenie do zmniejszenia liczby napięć, uporządkowanie przekładni i zaczepów w transformatorach nie może oznaczać zupełnego wykluczenia odmiennego ich wykonania. Przechodzenie z jednego napięcia na drugie jest z reguły bardzo kłopotliwe i wymaga szeregu lat. Zadanie jest znacznie ułatwione przez zastosowanie transformatorów przełączalnych, tzn. wykonanych na typowe napięcie np. 6 kV, lecz chwilowo przystosowanych do pracy w sieci o napięciu 3 kV 5,5 kV czy też 5 kV. Podobnie przedstawia się sprawa transformatorów, pracujących na razie w sieci 5-kilowoltowej, przełączanej stopniowo na napięcie 15 kV.

Sprawy te zostały uzgodnione z CZPME i na ogół nie ma z tym trudności, nie wyczerpują one jednak zagadnienia, gdyż — jak zaznaczono wyżej — istnieje problem napięć 20 i 40 kV oraz 10 kV, który nie został jeszcze dostatecznie wyjaśniony ani zdecydowany. Należy poważnie zastanowić się i spróbować opracowania dokumentacji na transformatory 110/40/20 kV lub 110/40 i 110/20 kV, przełączalne na napięcie 110/30/15 i 110/30/6 kV. Konieczne też są odpowiedniej mocy autotransformatory na 20/15 i 40/30 kV z regulacją pod obciążeniem i to niezależnie od tempa przechodzenia z napięć 20 i 40 kV na napięcia 15 i 30 kV. Brak tych autotransformatorów uniemożliwia całą akcję i bardzo utrudnia prawidłowe zasilanie odbiorców energii elektrycznej.

U k ł a d p o ł ą c z e ń *). Dla osiągnięcia pewnej pracy sieci transformatory powinny umożliwiać równoległą pracę poszczególnych odcinków sieci, a tym samym pozwalać na dokonywanie przełączeń bez przerywania dostawy energii do odbiorców. Na podstawie ogólnych rozważań i sprawdzenia wszystkich układów sieciowych w Polsce, przyjęto zasadę, że sieci o napięciu 30, 60 i 110 kV mają być zgodne w fazie w całym kraju. Podobną zasadę, z nielicznymi wyjątkami, przyjęto również dla sieci 15-kilowoltowych.

Opierając się na decyzji szerokiego zastosowania transformatorów trójuzwojeniowych, w których uzwojenie kompensacyjne jest wykonane jako robocze, ustalono zasadę, że transformatory na 110/60 i 110/30 kV mają być wykonywane jako trójuzwojeniowe z trzecim uzwojeniem (np. 6 lub 15 kV), połączonym w trójkąt w układzie Yyd 11, transformatory zaś na 110/15 kV w układzie Yd 11 — z wyjątkiem określonych rejonów, w których istniejąca sieć 15-kilowoltowa jest w fazie z siecią na 60 i 110 kV. Dla transformatorów na 30/15 kV przyjęto układ Yd 11 lub Dy 11; na wybór jednego z tych układów mają wpływ wymagania regulacji napięcia i kompensacji prądów ziemnozwarciowych w sieci 30- i 15-kilowoltowej.

Z a k r e s r e g u l a c j i. Deficyt mocy biernej w różnych punktach sieci i porach roku, przeciążenie sieci będącej w początkowej fazie zrastania się w jeden prawidłowo działający układ ogólnokrajowy oraz niezwykle ubogie wyposa-

*) Por. Energetyka, 1953, nr 6, str. 287.

żenie w urządzenia do regulacji napięcia pod obciążeniem — sprawiają, że warunki napięciowe są obecnie znacznie poniżej warunków wymaganych i bardzo zmienne. Z tej sytuacji wynika zasada, że transformatory, z nielicznymi wyjątkami, powinny być wykonywane z możliwie dużym zakresem regulacji pod obciążeniem. Dotyczy to transformatorów nie tylko na 110 kV, lecz także na 30/15 oraz 30/6 kV, o mocy powyżej 2 MVA. Wszystkie transformatory trójuzwojeniowe powinny być w zasadzie z regulacją pod obciążeniem. Z uwagi na opracowaną dokumentację na transformatory regulacyjne 110-kilowoltowe z zakresem ± 10% o prostej i pewnej budowie energetyka zawodowa wyraziła zgodę na ten stosunkowo mały zakres regulacji z warunkiem, że wprowadzi się różne przekładnie dla transformatorów podwyższających i obniżających, z zastosowaniem dodatkowego zaczepu 5% (zmiana przez przelutowanie), umożliwiającego przystosowanie transformatora do warunków napięciowych w miejscu jego zainstalowania. Dla transformatorów z 2-kierunkowym przepływem energii zakres ± 10% na ogół jest niewystarczający i wymaga się ± 15%.

Z opisanej wyżej sytuacji wynika również konieczność stosowania autotransformatorów z regulacją pod obciążeniem. Zupełny ich brak uniemożliwia prawidłowe zasilanie odbiorców energii elektrycznej, pobudzając jednocześnie do nieuzasadnionej często tendencji budowy dodatkowych linii i stosowania w ich większych przekrojów, aniżeli to wynika z obciążeń. W rezultacie otrzymuje się kosztowniejsze rozwiązania bez zapewnienia odbiorcy właściwego poziomu napięcia.

M o c t r a n s f o r m a t o r ó w. Szeregi mocy, przyjęte w normach polskich jak i radzieckich, nie budzą specjalnych zastrzeżeń. Chcąc jednak ułatwić zadania wytwórcom transformatorów energetyka zawodowa zgodziła się na pewien czas zrezygnować z połowy mniej więcej podanych w normie wielkości, uważając ten krok za zło konieczne, powodujące pewne przeinwestowanie i zwiększenie strat sieciowych. Nie jest jednak uzasadniona tendencja skreślenia ich zupełnie z normy i zaprzestania produkcji.

Należy zwrócić uwagę na konieczność przygotowania się przemysłu do produkcji transformatorów do pracy z turbogeneratorami o mocy 50 i 100 MW przewidzianymi w planie 5-letnim. Jest to trudne zadanie z uwagi na gabaryt kolejowy i ograniczenia transportowe.

Omówione wyżej tendencje zmniejszenia liczby napięć, ujednolicenia układów połączeń transformatorów oraz ich przekładni i zaczepów ułatwią tworzenie jednolitych uproszczonych, sprawnie funkcjonujących układów energetycznych. Powinny też one umożliwić przejście na seryjną produkcję transformatorów wypróbowanych i niezawodnych w działaniu.

Ważność roli transformatorów w sieciach elektrycznych wynika stąd, że prawie całą energia wytworzona w generatorach przetwarzana jest na wyższe lub niższe napięcie w transformatorach. Liczba transformacji jest rzadko mniejsza od 3, a pięciokrotna transformacja nie należy do wyjątków. W jednym z zagranicznych układów sieciowych moc transformatorów jest przeszło 6-krotnie wyższa od mocy szczytowej układu. Fakty te uwypuklają konieczność zapewnienia najwyższej jakości produkowanych transformatorów, gwarantującej odpowiednie właściwości ruchowe oraz niezawodną i ekonomiczną ich pracę.

2. Najważniejsze i najbardziej aktualne postulaty energetyki.

Najważniejsze i najbardziej aktualne postulaty, jakie energetyka wysuwa w stosunku do przemysłu transformatorowego, można ująć w następujących punktach:

Z w i ę k s z e n i e p e w n o ś c i r u c h o w e j t r a n s f o r m a t o r ó w. Jak zaznaczono na wstępie, transformator jest najistotniejszym elementem sieci, od którego zależy prawidłowość i ciągłość jej pracy. Wszędzie ten element jest uważany za zupełnie pewny w działaniu. Wynikająca z tego ogólna tendencja budowy stacji transformatorowych z wysokiego na niskie napięcie — z jednym transformatorem zamiast często dotychczas stosowanych dwóch — stała się zasadą, która znalazła również swój wyraz w instrukcji oszczędnościowego projektowania sieci miejskich. Pogodzenie niestosowania rezerw z równoczesnym zapewnieniem ciągłości dostawy energii elektrycznej możliwe jest jedynie pod warunkiem praktycznie niezawodnej pracy transformatora. Niestety, w zbyt wielu przypadkach niezadowalająca jakość dostarczanych transformatorów stawia w trudnej sytuacji zarówno projektanta stacji, jak i jej użytkownika. A przecież wymagania co do pewności i ciągłości dostawy energii odbiorcom stale wzrastają; coraz liczniejsze są odbiory I-ej kategorii. Służące nam za wzór radzieckie metody uproszczonego zasilania i oszczędnych rezerw wymagają sprzętu jak najwyższej jakości.

Ze sprawą postępu, zmierzającego do uproszczenia budowy stacji transformatorowych i obniżenia jej kosztów, wiąże się ściśle sprawa zastosowania olejów niepalnych w transformatorach, przeznaczonych do zasilania sieci miejskich i przemysłowych. Pozwoliłoby to również na dużą oszczędność kabli w instalacjach przemysłowych, umożliwiając doprowadzenie linii wysokiego napięcia bezpośrednio do odbiorników i poważne ograniczenie sieci kablowej niskiego napięcia. Włączenie tego tematu do planu prac instytutów i laboratoriów przemysłowych już w najbliższym roku jest jednym z postulatów energetyki.

P r ó b y t y p u i p r ó b y w y r o b u. Poważny wzrost produkcji transformatorów ma w pewnym stopniu cechy zjawiska żywiołowego, tzn. niedostatecznie kierowanego. Objawem tego jest przede wszystkim brak odpowiednio rozbudowanych punktów laboratoryjno-badawczych, umożliwiających przeprowadzanie pełnych prób typu wszystkich produkowanych transformatorów. Uniemożliwia to konstruktorom właściwe skontrolowanie ich obliczeń i rozwiązań konstrukcyjnych. Równocześnie użytkownik nie ma pewności, że wprowadza do eksploatacji wyrób pełnowartościowy. Wynika stąd postulat szybkiej rozbudowy stacji prób w zakładach wytwórczych do poziomu, pozwalającego na przeprowadzanie pełnych przepisowych prób typu i systematyczne wykonanie tych prób dla transformatorów już produkowanych i nowych. Niezbędna jest również stała kontrola bieżącej produkcji transformatorów drogą wykonywania pełnych prób wymaganych przez przepisy.

Nie można jednak na tym poprzestać. Wysuwany jest obecnie pogląd, że próba napięciowa według obecnych przepisów jest niewystarczająca, że należy wprowadzić próby udarowe, które umożliwiają wykrycie błędów fabrykacji bez narażenia izolacji. Uważa się przy tym, że obecna próba podwójnym napięciem znamionowym powinna ulec zmianie: skrócić czas jej trwania i zwiększyć napięcie *). Wprowadzenie napięciowej próby udarowej podroży, oczywiście, produkcję transformatorów, gdyż wymaga kosztownej stacji prób i zmusza do poprawienia wybrakowanych jednostek. Według danych zagranicznych w pierwszym roku po wprowadzeniu prób udarowych braki wynosiły 14%, po ulepszeniu zaś konstrukcji wynosiły jeszcze 6%. Zwiększenie pewności ruchu okupione jest nieznacznym podrożeniem transformatorów.

Należy jeszcze wspomnieć, że dla ochrony izolacji przed zawilgoceniem zaleca się wykonywać szczególnie ważne transformatory jako całkowicie hermetyczne — z zastosowaniem w konserwatorze poduszki z azotu odpowiedniej objętości, co z kolei zmniejsza znacznie proces starzenia się oleju.

Oprócz wytrzymałości elektrycznej coraz większego znaczenia nabiera sprawa wytrzymałości mechanicznej uzwojeń w związku z coraz bardziej rosnącymi mocami zwarcia w sieciach. Zapewnienie wymaganej przez przepisy wytrzymałości dynamicznej transformatorów jest konieczne nie tylko ze względów ruchowych, lecz i z uwagi na trwałość transformatorów. Tu znów zdarzają się niepokojące uchybienia w produkcji transformatorów. Stwierdzono wypadki, gdzie pod wpływem zwarć następowało obluzowanie umocowań, drgania cewek, a w konsekwencji szybkie przetarcie izolacji zwojów. Potwierdza to konieczność skontrolowania konstrukcji drogą prób typu oraz wzmożenia kontroli wykonania.

Ze sprawą prób wiąże się ściśle sprawa przyspieszenia nowelizacji przepisów ogólnych na transformatory, których projekt był już rozpatrywany na KOPI ministerstwa, lecz do tej pory nowa ich redakcja nie została opracowana. Jak wiadomo, przepisy PNE-33 straciły bardzo na aktualności i wydanie w niedługim czasie nowych przepisów jest rzeczą konieczną i pilną.

I n s t r u k c j e m o n t a ż u i o b s ł u g i t r a n s f o r m a t o r ó w. Szybkie tempo inwestycji energetycznych, przy których uruchamianiu i eksploatacji zatrudniony jest często młody personel bez większej praktyki, wymaga dostarczenia tym pracownikom wyczerpujących instrukcji eksploatacyjnych, które są dotychczas niekompletne. Wyraźne instrukcje zobowiązują obsługującego i czynią go odpowiedzialnym za

*) Por. Elektrizitätswirtschaft, 1953, nr 15/16, str. 438.

pracę i stan transformatora, a więc i za uszkodzenia wynikłe z nieprzestrzegania instrukcji.

W zrozumieniu powyższych potrzeb, b. Centralny Zarząd Energetyki już w roku 1949 wydał ramową „Instrukcję Eksploatacji Transformatorów Mocy", obowiązującą w podległych zakładach, zaś w roku 1953 zostały wydane przez Państwową Inspekcję Energetyczną M. E. „Przepisy eksploatacji technicznej urządzeń elektrycznych w zakładach przemysłowych", gdzie w części V omówione są transformatory mocy.

Zarówno instrukcja, jak i wyżej wymienione przepisy, podają ogólne zasady w zakresie eksploatacji. W początkowym okresie musiały one z konieczności zastąpić instrukcje szczegółowe, które powinny być opracowane dla poszczególnych transformatorów, czy też ich grup z uwzględnieniem warunków lokalnych.

Do właściwego opracowania tych instrukcji niezbędna jest dokumentacja techniczno-ruchowa, która powinna być opracowana przez zakłady wytwórcze i dostarczana użytkownikom. Do chwili obecnej brak jest właściwie tej dokumentacji, co poważnie przyczynia się do utrudnienia eksploatacji i powstawania zakłóceń w pracy.

Potrzeby energetyki, na którą spada obowiązek organizowania i wykonywania remontu transformatorów we własnym zakresie, wymagają szerszego omówienia w dokumentacji techniczno-ruchowej zagadnień profilaktyki i napraw, jak przygotowanie do transportu i transport; montaż i demontaż transformatora oraz poszczególnych jego części i to wszelkich — zarówno zewnętrznych, jak i wewnętrznych; zalecone czynności profilaktyczne, które powinny być przeprowadzane w czasie, kiedy transformator jest otwarty. Równocześnie należałoby także szczegółowo omówić zagadnienia przeciążalności, zachowania się transformatora przy zwyżce napięcia i temperatury otoczenia, oraz zaopatrzyć dokumentację w komplet szkiców wymiarowych i schematów montażowych zarówno transformatora, przełącznika zaczepów, jak i urządzeń pomocniczych.

Na specjalne podkreślenie zasługuje celowość dokładnego omówienia w instrukcjach przeciążalności transformatorów, gdyż zagadnienie to jest bardzo ważne zarówno dla projektantów jak i dla użytkowników. Znając na przykład dopuszczalne przeciążenia transformatora w czasie rozruchu silników — w zależności od dobowego współczynnika zapełnienia obciążenia, czasu trwania rozruchu i ilości włączeń silników — można uniknąć niepotrzebnego przeinwestowania mocy transformatorów. Przeinwestowanie mocy oprócz zwiększonych nakładów inwestycyjnych powoduje także straty eksploatacyjne, wynikające z większych strat w żelazie i pogorszenia współczynnika mocy.

Konieczna jest również znajomość przeciążeń zakłóceniowych — zimowych i szczytowych — w zależności od dobowego współczynnika zapełnienia, gdyż w normalnych warunkach eksploatacyjnych obciążenie transformatora nie jest stałe, lecz zmienia się w ciągu doby w zależności od pory roku. Przy zmiennym obciążeniu transformator jest lepiej wykorzystany, jeżeli jego moc znamionowa jest niższa od występującej mocy maksymalnej.

W zakresie opisów dokumentacja techniczno-ruchowa powinna być zwięzła, gdyż odbiorca zna ogólne przepisy, natomiast powinna zawierać dużo wiadomości techniczno-katalogowych, których przeciętny użytkownik może nie znać.

Regulacja pod obciążeniem. Sprawa ta należy do największych bolączek w eksploatacji sieci wszystkich napięć. Przewlekanie z roku nad rok uporządkowania tej sprawy pogłębia krytyczną sytuację i grozi poważnymi komplikacjami. Opieranie się na imporcie przełączników zaczepów do transformatorów 110-kilowoltowych nie zaspokaja i nie może zaspokajać nawet bieżących potrzeb, nie mówiąc o wyrównaniu zaległości. Jedną z przyczyn tego stanu rzeczy był pogląd w CZPME o celowości zastosowania w transformatorach 110-kilowoltowych przełącznika zaczepów na 35 kV.

Transformatory w powyższym wykonaniu muszą być, jak wiadomo, uziemione, co w naszych warunkach nie zawsze jest celowe. Moce zwarcia stale wzrastają i już teraz mamy poważne trudności z ich opanowaniem, zmuszające nas do stosowania różnych sposobów ich zmniejszenia. Zysk na tańszym o kilka procentów wykonaniu transformatorów jest pozorny, gdyż uziemienie ich wymaga zainstalowania w sieci droższych wyłączników i przekładników lub też zastosowania dławików 110-kilowoltowych. Zastosowanie szybko działających SPZ nie uchroni transformatora od występujących przy zwarciach naprężeń dynamicznych; należy się zatem liczyć z faktem szybszego starzenia się transformatorów wskutek działania tych sił dynamicznych. Podane wyżej argumenty wskazują na niecelowość takiego posunięcia. Należy też dodać, że w przypadku uziemienia punktu zerowego uzwojenia 110-kilowoltowego mielibyśmy trudności z przyłączeniem cewki Petersena po stronie 30 kV.

Proponowana zamiast uziemienia ochrona transformatora odgromnikiem 50-kilowoltowym jest rozwiązaniem zastępczym i, jak wydaje się, rzadko stosowanym. Szerokie zastosowanie u nas transformatorów trójuzwojeniowych powoduje powszechne stosowanie regulacji pod obciążeniem, które wyklucza przyjęcie rozwiązania zastępczego.

Musimy też pamiętać, że zamówiony transformator nie zawsze pracuje w miejscu jego pierwotnego przeznaczenia i coraz częściej wprost z fabryki wędruje tam, gdzie w danej chwili jest najbardziej potrzebny. Znaczna zresztą ilość transformatorów sieciowych zmienia miejsce pracy wskutek przyjętej zasady, że w miarę wzrostu obciążenia zwiększamy raczej moce transformatorów aniżeli ich liczbę. Jedynie więc blokowe transformatory w elektrowniach nie zmieniają w zasadzie swego miejsca, lecz również nie wszystkie z nich będą uziemione.

Można wysunąć jeszcze pytanie, czy jest celowe wprowadzanie większej liczby typów transformatorów regulacyjnych 110-kilowoltowych w początkowym okresie ich budowy. Czy nie bardziej celowa byłaby np. oszczędność miedzi przez wykonanie uzwojeń o mocy 66% zamiast 100%, wyłącznie obecnie stosowanych? Na pewno też lepiej byłoby przyspieszyć opanowanie produkcji transformatorów regulacyjnych na 30/6 i 30/15 kV średniej mocy oraz autotransformatorów z regulacją pod obciążeniem, nie mówiąc już o dławikach i cewkach Petersena.

Po opanowaniu tych problemów i zaspokojeniu głodu transformatorów, dławików i cewek Petersena będzie można zastanowić się nad celowością wprowadzenia oszczędnościowych wykonań i wyszukania dla nich odpowiedniego miejsca pracy. W ogólnopaństwowej gospodarce taniej na razie wypadnie, jeśli transformatory będą produkowane w jednakowym, nieco droższym wykonaniu, lecz pewne, niezawodnie działające i dostosowane do właściwych warunków pracy sieci.

Zmniejszenie strat. W normach na transformatory podane są straty w żelazie normalne i obniżone, te ostatnie przy zastosowaniu blach o stratności 1,1 W/kg. W praktyce, jak wiemy, straty są często wyższe od przepisowych. Na całym świecie daje się zauważyć stałe obniżanie strat w żelazie i nie ma powodów, żeby u nas miało być inaczej. Zmniejszenie strat musi na ogół być okupione zwiększeniem kosztu transformatora. Przy cenie energii elektrycznej np. 0,20 zł/kWh 1 kilowat strat w żelazie kosztuje nas rocznie 1750 zł. Przy stopie amortyzacyjnej 7% (10%) otrzymamy kwotę 25 000 zł (17 500 zł), którą możemy zapłacić za zmniejszenie strat w żelazie o 1 kW w celu skompensowania strat energii elektrycznej. Przyjmując cenę 0,10 zł/kWh otrzymamy odpowiednio 12 500 zł (8750 zł).

Z powyższych uwag można wyciągnąć szereg ciekawych wniosków.

Straty są kosztowniejsze w transformatorach zainstalowanych z dala od elektrowni — w rozległych i przeciążonych sieciach. Musimy więc zwracać baczną uwagę na transformatory w sieciach rozdzielczych, a szczególnie wiejskich. Orientacyjny stosunek kosztów dla transformatorów, zainstalowanych w elektrowni, w stacjach z wysokiego na średnie i ze średniego na niskie napięcie wynosi 1 : 1,7 : 3.

Stosunek strat w miedzi do strat w żelazie zależy od czasu użytkowania mocy szczytowej w danym transformatorze. Wynika z tego bezpośrednio, że walka ze stratami w miedzi jest mniej skuteczna (w stosunku do 1 kW strat) od zmniejszenia strat w żelazie i że „kosztowniejsze" są straty w miedzi w elektrowniach i stacjach 110-kilowoltowych, aniżeli w transformatorach np. wiejskich z niewielką liczbą godzin użytkowania mocy szczytowej.

Obliczone wyżej kwoty graniczne za obniżenie strat w żelazie o każdy kilowat mają zastosowanie również w przypadku podwyższenia strat. W jednym z transformatorów 20-megawatowych stwierdzono przekroczenie strat o blisko 20 kW (26%) i obliczono kwotę do potrącenia w wysokości blisko 40% ceny transformatora.

Widzimy zatem konieczność uzyskania radykalnej poprawy i poważnego zmniejszenia strat (przez zastosowanie np. blach walcowanych na zimno, które mają stratność około 1 W/kg. Poszukując blach lepszej jakości, musimy pamiętać o prądzie jałowym biernym, zależnym od przenikalności magnetycznej blachy. Nadchodzą alarmujące meldunki o znacznym przekraczaniu tego prądu (według norm radzieckich; polska norma sprawy tej niestety nie reguluje). Np. w transformatorze na 12,5 MVA—60 kV prąd jałowy wynosi 5% wobec tylko 2,1/2% w innych pracujących w danym okręgu transformatorach. Oznacza to dodatkowy pobór mocy biernej w wysokości ok. 300 kVAr, którą musimy skompensować przez zainstalowanie kondensatorów statycznych. Licząc ich koszt zainstalowania po 200 zł/kVAr, otrzymamy dodatkowy koszt 60 000 zł bezpowrotnie straconych wskutek złej blachy lub złego wykonania. Musimy jeszcze do tego dodać koszty dodatkowej mocy, którą instalujemy w elektrowniach i w transformatorach.

Zastosowanie blach walcowanych na zimno *) daje możność oszczędniejszego zużycia materiałów o 15—20% ciężaru transformatora, co oznacza również zmniejszenie jego gabarytu, a więc możność budowy większych jednostek transformatorowych.

Transformatory wagonowe (przewoźne). Konieczność szybkiego likwidowania przerw w dostawie energii elektrycznej w przypadku uszkodzenia transformatora zobowiązuje do stworzenia właściwych rezerw transformatorowych. Transformatory rezerwowe mogą być bądź zainstalowane na poszczególnych stacjach, co wymaga dużych nakładów inwestycyjnych i stosowane jest w przypadkach szczególnie uzasadnionych, bądź też mogą być scentralizowane.

Ten drugi sposób, wymagający mniejszych nakładów inwestycyjnych, jest technicznie uzasadniony w tym przypadku, kiedy transformatory rezerwowe mogą być szybko dostarczane w miejsce uszkodzonych w stanie kompletnie zmontowanym i z pełnym wyposażeniem. Warunek ten spełniany jest dotychczas tylko w stosunku do transformatorów mniejszych mocy, gdyż brak jest transformatorów wagonowych.

Transformatory wagonowe potrzebne są jako rezerwa dla transformatorów podwyższających i obniżających napięcie, zarówno dla stacji energetycznych, jak i przemysłowych.

Wymagania konstrukcyjne jak i ekonomiczne (możliwość zapewnienia jednym transformatorom rezerwy dla dużej liczby stacji), skłaniają do przyjęcia transformatorów wagonowych, wykonanych jako trójuzwojeniowe.

W zakresie napięć, regulacji pod obciążeniem i układu połączeń wymagania dla transformatorów wagonowych, które są najpilniej potrzebne, nie różnią się od wymagań dla transformatorów normalnych z dwukierunkowym przepływem energii. Obecnie w grę wchodzą transformatory o przekładniach:

1) 110/30/15 kV,

2) 110/2 × 30/6 kV,

3) 60/15/6 kV.

Transformatory według poz. 2, mające po stronie 30 kV uzwojenia dzielone i izolacje na 60 kV, pozwolą również na zapewnienie rezerwy dla obecnie pracujących transformatorów sprzęgowych na stacjach 110/60-kilowoltowych, a transformatory wymienione w poz. 3 mogą być rezerwą dla transformatorów na 40/10 kV. Co do mocy wydaje się, iż najbardziej pożądana byłaby dla transformatorów o górnym napięciu 110 kV moc 31,5 MVA, przy czym moc uzwojeń 15-kilowoltowych może być mniejsza, ponieważ praktycznie wyprowadzenie mocy 31,5 MVA na napięciu 15 kV jest mało realne. Dla transformatorów o górnym napięciu 60 kV pożądana moc wynosi 16 do 20 MVA o stosunku mocy uzwojeń 1:1:1.

Dalsze wymagania stawiane transformatorom wagonowym sprowadzają się do zaprojektowania możliwie jak najkrótszych podwozi wagonowych oraz przewidzenia dodatkowego uzwojenia niskiego napięcia do własnego zasilania urządzeń chłodzących i regulacyjnych.

Ponieważ wyżej wymienione transformatory odpowiadają w zasadzie warunkom stawianym dla transformatorów obniżających napięcie, a więc w przypadku ustawienia ich zamiast transformatorów podwyższających napięcie wystąpią trudności w uzyskaniu właściwych napięć, pożądane jest, żeby transformatory zostały zaprojektowane z niedosyconym żelazem, tzn. żeby można było bez szkody dla transformatora doprowadzić napięcie o 10% wyższe od znamionowego.

Tablica I. Wskaźniki uszkodzeń transformatorów w latach 1953/54

Rok	Transformatory na napięcia				
	220 — 60 kV	40 — 30 kV	20 — 15 kV	10 — 3 kV	Razem
1953	7,15	8,6	2,0	1,0	1,85
1954	7,6	4,9	1,8	0,73	1,45

Celem umożliwienia zaprojektowania stacji z uwzględnieniem ustawienia i szybkiego uruchomienia transformatora wagonowego, już obecnie należałoby w pierwszej kolejności określić zasadnicze wymiary, jak długość transformatora i wagonu oraz rozmieszczenie izolatorów.

Tablica II. Uszkodzenia poszczególnych elementów transformatorów w 1953 r.

Nazwa uszkodzonego elementu	Uszkodzeń (%)	
	we wszystkich transformatorach	w transformatorach na 60 kV i wyżej
Uzwojenia	83,4	53,3
Przepusty	12,8	20,0
Przełączniki zaczepów	2,6	26,7
Kadzie	1,2	—
	100,0	100,0

Niezależnie od transformatorów wagonowych zarysowuje się także celowość wprowadzenia wagonowych (przewoźnych) stacji elektrycznych (transformator łącznie z wyłącznikiem górnego napięcia i kilkoma wyposażonymi polami dolnego napięcia).

*) Por. Elektrizitätswirtschaft, 1953, nr 15/16, str. 437.

Tablica III. Wskaźniki uszkodzenia transformatorów w 1953 r. (pierwsza liczba) i w 1954 r. (druga liczba) z podziałem na napięcia i przyczyny uszkodzeń

Przyczyny uszkodzeń	Wskaźniki uszkodzeń transformatorów					%
	220 — 60 kV	40 — 30 kV	20 — 15 kV	10 — 3 kV	Łącznie	
1	2	3	4	5	6	7
Przepięcia	0,96/2,8	4/2,1	1,2/1,2	0,3/0,33	0,85/0,83	45/57,4
Wady konstrukcyjne fabrykacyjne i materiałowe	3,81/3,6	2,1/0,8	0,5/0,2	0,5/0,18	0,6/0,26	30/17,7
Niewłaściwa eksploatacja	0,48/0,4	1,5/0,6	0,1/0,1	—/0,05	0,2/0,09	9/6,2
Czynniki obce	0,48/0,4	—/0,3	—/0,1	—/0,02	—/0,06	2,7/4,0
Inne przyczyny	1,42/0,4	1/1,1	0,2/0,2	0,2/0,15	0,2/0,21	13,3/14,7
Razem	7,15/7,6	8,6/4,9	2,0/1,8	1,0/0,73	1,85/1,45	100,0/100,0

Wskaźniki w rubrykach 2, 3, 4 i 5 podają liczbę uszkodzeń na 100 sztuk zainstalowanych transformatorów danego napięcia, wskaźnik zaś w rubryce 6 dotyczy wszystkich transformatorów

Powyższe wytyczne dotyczą stacji zarówno na 110 kV, jak i niższych napięć, szczególnie dla potrzeb ważnych zakładów przemysłowych.

Oprócz transformatorów i stacji wagonowych celowe byłoby rozpoczęcie produkcji specjalnych transformatorów potrzeb własnych, na przykład o układzie z/y i przekładni 15/0,4 kV z wyprowadzonym pełnoizolowanym punktem zerowym po stronie 15 kV. Analogiczne rozwiązanie można by zastosować w szczególnych przypadkach w sieci 30-kilowoltowej. Transformatory takie o mocy 50—75 kVA byłyby wyzyskane do zasilania potrzeb własnych stacji i jednocześnie tworzyłyby sztuczny punkt zerowy, do którego można przyłączyć cewkę Petersena. Rozwiązanie powyższe jest tańsze niż stosowanie transformatorów Baucha.

Uszkodzenia transformatorów. Dla zilustrowania poruszonego wyżej zagadnienia jakości transformatorów opracowano zestawienie i dokonano analizy uszkodzeń w latach 1953 i 1954. Zestawienia te obejmują transformatory produkcji zarówno krajowej jak i zagranicznej.

Wskaźniki uszkodzeń (liczba uszkodzonych w ciągu roku transformatorów na 100 szt. zainstalowanych transformatorów) dla poszczególnych grup transformatorów podane są w tabl. I. Są to wskaźniki niepokojąco wysokie, zarówno dla dużych, jak i dla małych transformatorów; dla transformatorów grupy „10-3 kV" analogiczny wskaźnik w Związku Radzieckim wynosi zaledwie 0,5.

W tabl. II pokazano rozbicie liczby uszkodzeń w zależności od miejsca ich powstawania (w procentach).

Wreszcie w tabl. III przeprowadzono klasyfikację uszkodzeń z punktu widzenia ich przyczyn.

Stosunkowo znaczna liczba uszkodzeń spowodowana była błędami wykonawczymi, a częściowo również konstrukcyjnymi. Małe transformatory ulegają także uszkodzeniom z powodu przepięć; przyczyny tego należy szukać w niedostatecznym wyposażeniu w urządzenie odgromowe, w niskim stanie eksploatacji i braku właściwej koordynacji izolacji.

W dużych transformatorach zdarzały się mniejsze uszkodzenia wynikające z nie dość starannego spawania konstrukcji, zmocowania rdzenia itp. Zanotowano wypadki poważniejszych zakłóceń z powodu niedostatecznej jakości importowanych przełączników zaczepów i przepustów wielorurowych (rozpuszczanie się kitu zawierającego siarkę).

Część wreszcie uszkodzeń wynikała z niedostatecznej wytrzymałości mechanicznej niektórych odmian transformatorów.

W zakresie transformatorów obecnej produkcji krajowej obserwuje się znaczny spadek wskaźnika uszkodzeń, co jest bez wątpienia wynikiem owocnych prac biur konstrukcyjnych (nowe konstrukcje), Instytutu Elektrotechniki (próby typu, zalecenia konstrukcyjne), zakładów produkcyjnych (lepsze materiały, zwiększona kontrola międzyoperacyjna) oraz użytkowników. Wskazuje na to ogólny wskaźnik, który z 1,85 w 1953 r. obniżył się do 1,45 w 1954 r. *).

Niezależnie od opracowywania nowych konstrukcji, stosowania lepszych materiałów, wzmocnienia kontroli międzyoperacyjnych i wykonywania pełnych badań technicznych — zgodnie z obowiązującymi przepisami (normami), poważnym czynnikiem, pozwalającym na właściwą analizę i eksploatacyjną kontrolę jakości wykonywanych transformatorów przez poszczególne fabryki, jest śledzenie zachowania się w produkowanych transformatorów w eksploatacji, do czego potrzebny jest wspólny wysiłek projektantów, wykonawców i użytkowników. Wydaje się rzeczą celową zobowiązanie użytkowników, aby w przypadku uszkodzenia transformatora przesyłali natychmiast odpisy protokółów do wytwórcy transformatorów. W powyższych protokółach powinny być także umieszczone dezyderaty użytkowników, które wynikły na tle powstałego uszkodzenia.

Aby protokóły umożliwiły wytwórcy dokonanie pełnej analizy wykonywanych transformatorów, konieczne jest umieszczenie w nich dokładnych odpisów tabliczek znamionowych, warunków pracy przed uszkodzeniem, przebiegu oraz zakresu stwierdzonych uszkodzeń.

*) Bliższe oświetlenie zagadnienia znacznej awaryjności transformatorów krajowych w naszej praktyce transformatorowej powinno być przedmiotem szczegółowej dyskusji na Konferencji.

Ponieważ dokładne ustalenie zakresu i przyczyn uszkodzeń wewnętrznych możliwe jest dopiero po otwarciu transformatora, zakłady eksploatujące powinny, oprócz protokółów z uszkodzeń, które są sporządzone bezpośrednio po wypadku, przesyłać także do fabryk odpisy późniejszych notatek (protokółów), obrazujących dokładnie stwierdzone uszkodzenia po otwarciu i demontażu transformatora.

Dalszą konieczną formą walki z uszkodzeniami (szczególnie z powodu przepięć) jest przeprowadzanie należytej koordynacji izolacji i dalsze wyposażenie stacji w niezbędne urządzenia odgromowe zgodnie z obowiązującymi wytycznymi ochrony odgromowej stacji elektroenergetycznych.

Ponieważ z powodu przepięć podlegają uszkodzeniu poza transformatorami także i inne ważne elementy sieciowe, wskutek czego powstają poważne zaburzenia w dostawie energii, konieczne jest dalsze pogłębianie zapoczątkowanej akcji należytego przygotowywania urządzeń sieciowych do okresu burzowego zarówno w energetyce zawodowej, jak i w innych resortach.

* * *

W uwagach powyższych nie poruszono sprawy regulacji pod obciążeniem na dwu uzwojeniach w transformatorach trójuzwojeniowych regulacji poprzecznej oraz automatyki chłodzenia i regulacji napięcia, co wynika bądź z niedostatecznego jeszcze wykrystalizowania poglądów, bądź też z chęci niestawiania od razu wszystkich wymagań, których nasz przemysł nie będzie w stanie szybko spełnić. Pominięcie sprawy kompletności dostaw, zwiększenia liczby odmian, właściwego pomiaru temperatury nie oznacza bynajmniej, że zagadnienia te nie są nadal aktualne. Będziemy niewątpliwie potrzebowali coraz więcej transformatorów blokowych dużej mocy do turbozespołów 50- i 100-megawatowych oraz transformatorów 220-kilowoltowych. Wydaje się jednak, że byłoby rzeczą zbyt ryzykowną rozpoczynać produkcję transformatorów 220-kilowoltowych przed usunięciem bolączek i opanowaniem zagadnień omówionych w referacie.

3. Wnioski.

Wysiłki energetyki zawodowej w kierunku ujednolicenia i zmniejszenia liczby stosowanych napięć, przekładni i zaczepów oraz układów połączenia transformatorów powinny być jak najszybciej rozszerzone na wszystkie działy gospodarki narodowej.

Konieczne jest podniesienie jakości produkowanych transformatorów drogą ulepszenia konstrukcji, stosowania właściwych materiałów i zwiększenia kontroli międzyoperacyjnej.

Należy jak najrychlej przeprowadzić próby typu wszystkich produkowanych transformatorów i zapewnić możność wykonania pełnych prób, wymaganych przez przepisy.

Jest rzeczą konieczną i pilną przyspieszenie nowelizacji przepisów ogólnych na transformatory z ewentualnym wprowadzeniem prób udarowych.

Należy jak najrychlej uruchomić produkcję przełączników zaczepów pod obciążeniem na napięcie 110 kV i produkcję autotransformatorów regulacyjnych na napięcie 15, 20, 30, 40 i 110 kV.

Należy zmniejszyć straty w transformatorach, zwłaszcza straty w żelazie, do możliwych gospodarczo uzasadnionych granic z jednoczesnym znacznym zmniejszeniem prądu jałowego.

Pilne jest opracowanie dokumentacji i zorganizowanie produkcji wielkich transformatorów blokowych, transformatorów wagonowych, jak również wagonowych stacji elektrycznych i specjalnych transformatorów potrzeb własnych, a ponadto uzupełnienie dokumentacji tych stacji, na których przewiduje się ustawienie transformatorów wagonowych do doraźnej pomocy w przypadku zakłóceń pracy stałych transformatorów. Należy zobowiązać wytwórnie do przyśpieszenia opracowania w określonych terminach instrukcji montażu i obsługi wszystkich produkowanych transformatorów i dostarczanie ich użytkownikom.

Wreszcie należy zobowiązać użytkowników wszystkich resortów do wysyłania fabrykom macierzystym protokółów z uszkodzeń transformatorów z analizą wypadku i do instalowania urządzeń odgromowych w celu zwiększenia ochrony transformatorów od przepięć.

III

ZYGMUNT HASTERMAN
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Udarowa wytrzymałość dielektryczna transformatorów

621.314:621.316.93:621.3.011.5

Treść. Naszkicowano charakter prac normalizacyjnych w dziedzinie napięć probierczych transformatorów. Podano przegląd metod stosowanych przy wyznaczaniu wytrzymałości udarowej transformatorów oraz propozycje zmian i uproszczeń niektórych fragmentów obliczeń: a mianowicie zastosowano pojęcie „pojemności wejściowej" dla uproszczenia schematu pojemnościowego; zastosowano współczynniki poprawkowe przy obliczaniu elementów schematu pojemnościowego; przystosowano metodę obliczeniową Frida do uzwojeń ze wzmocnionymi cewkami wejściowymi (przez rozłożenie krzywej pojemnościowego rozkładu gradientów w uzwojeniu na krzywą wykładniczą i krzywą dodatkową o bardzo dużej stromości). Wyprowadzono wzory umożliwiające właściwy dobór ekranów pojemnościowych częściowych.

Импульсная диэлектрическая устойчивость трансформаторов. Представлен общий характер работ по нормализации испытательных напряжений для трансформаторов. Дан обзор методов определения импульсной устойчивости трансформаторов и предложены изменения и упрощения в расчетах, а именно: введено понятие „входной емкости" для упрощения емкостной схемы; введены поправочные коэффициенты при расчете элементов емкостной схемы; применен метод Фрида к расчету обмоток с усиленными входными катушками (путем замены кривой емкостного распределения градиентов в обмотке показательной линией и добавочной очень крутой кривой линией). Выведены формулы, дающие возможность надлежащего подбора частичных емкостных экранов.

Impulse dielectric strength of transformers. Outline of work carried out in respect of standardising transformer test voltages. Review of methods applied in determining the impulse dielectric strength of transformers, and suggestions as to the amendment and simplification of certain items in computation, such as the introduction, in order to simplify the capacitance diagram, of the term of „input capacitance"; the adoption, in the computation of capacitance diagram elements, of correction factors; the adaptation of the Fried computation method to windings with reinforced input coils (by resolving the curve of distribution of gradients in the windings into an exponential line and a supplementary curve having a particularly considerable steepness). Formulae facilitating the correct selection of partial capacitance screens.

1. Wstęp.

Rozwój techniki ochrony odgromowej umożliwia sprowadzenie poziomu przepięć na zaciskach transformatora do wartości kontrolowanej i dość ścisle ograniczonej — bez względu na intensywność wyładowań atmosferycznych. Rozwój techniki prób udarowych umożliwia sprawdzenie wytrzymałości udarowej uzwojeń. Tym samym zagadnienie pewności ruchu transformatorów w warunkach burzowych staje się coraz bardziej zagadnieniem technicznie dojrzałym, dostępnym do rozważań o charakterze gospodarczym i do ujęcia w karby norm i przepisów.

Współczesny konstruktor musi uznać wytrzymałość udarową za jedną z zasadniczych własności znamionowych transformatora i przyswoić sobie metody projektowania, umożliwiające oszczędne i skuteczne opanowanie dielektrycznych naprężeń udarowych.

Zagadnienia związane z wytrzymałością udarową są dość zawiłe i swoiste; zajmują one poczesne miejsce w nowych podręcznikach techniki wysokich napięć i podręcznikach budowy transformatorów. Jednakże zastosowanie metod obliczeniowych proponowanych w podręcznikach (a także w wielu publikacjach) do rzeczywistych transformatorów, szczególnie do uzwojeń niejednorodnych (złożonych z wielu różniących się między sobą cewek) natrafia często na poważne trudności; bądź prowadzi do żmudnej, wielogodzinnej pracy, w której niemal zatraca się fizyczny sens obliczeń, bądź zmusza do niedopuszczalnych uproszczeń, przekreślających praktyczną wartość wyniku obliczeń.

W rozdz. 2 i 3 niniejszej pracy postawiono sobie za cel oświetlenie biegu prac normalizacyjnych w dziedzinie wymagań stawianych izolacji transformatorów oraz przegląd metod stosowanych przez współczesnych konstruktorów przy projektowaniu układów izolacyjnych.

W rozdz. 4—6 podano fragmenty proponowanej przez autora metody obliczania wytrzymałości udarowej uzwojeń niejednorodnych, w rozdz. 7 podano wytyczne obliczania ekranów pojemnościowych; rozdz. 4—7 oparte są na doświadczeniach pracowni transformatorów Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki.

2. Napięcia probiercze.

Wymagania stawiane izolacji transformatora wpływają w sposób istotny na koszt jego budowy. Dla napięć znamionowych 110—380 kV występuje prawie prosta proporcjonalność między napięciem probierczym a kosztem budowy transformatora [1], co tłumaczy się nie tyle wzrostem kosztu samych materiałów izolacyjnych, ile wpływem odstępów izolacyjnych na wymiary główne.

Próby jednominutowe napięciem okresowo zmiennym, stosowane przez wiele wytwórni transformatorów jako jedyne próby wytrzymałości dielektrycznej, są próbami niepełnowartościowymi; nie dają one żadnego poglądu na wytrzymałość izolacji wzdłużnej (międzyzwojowej, międzywarstwowej, międzycewkowej) przy przepięciach atmosferycznych, stanowiących — jak wiadomo — główne źródło uszkodzeń izolacji transformatorów. Konieczne jest więc uzupełnienie programu prób dielektrycznych transformatora próbami udarowymi.

Wartość szczytowa i przebieg przepięć pochodzenia atmosferycznego, których można oczekiwać w eksploatacji na zaciskach transformatora, zależy wyłącznie od skuteczności zastosowanej ochrony odgromowej [1]), a więc podstawą prac normalizacyjnych zmierzających do ustalenia liczby, kształtu i wartości szczytowej udarów probierczych musi być koordynacja napięć probierczych z systemem ochrony odgromowej. Na ogół przyjmuje się, iż całą gamę różnorodnych udarów występujących w eksploatacji na zaciskach transformatora można zastąpić zadowalająco dwoma[2]) rodzajami udarów probierczych:

udarem normalnym 1/50 (lub 1,5/40) pełnym,
„ „ 1/50 (lub 1,5/40) uciętym po kilku mikrosekundach.

Jak przy przepięciach występujących w eksploatacji, wartość szczytowa udaru probierczego uciętego U_u musi być większa niż udaru pełnego U_p, i to tym większa, im czas do ucięcia udaru jest krótszy. Np. projekt WEI (Wszechzwiązkowego Instytutu Elektrotechnicznego) [2] przewiduje wprowadzenie do norm radzieckich czasu do ucięcia = 2 μs oraz stosunku $U_u/U_p = 1{,}2$; w USA $U_u/U_p = 1{,}15$, a czas do ucięcia udaru jest uzależniony od mocy i napięcia znamionowego i wynosi 1÷3 μs [3].

Punktem wyjścia przy wyznaczaniu tablicy napięć probierczych U_p dla szeregu napięć znamionowych U_n są wartości szczytowe przepięć U_o przepuszczanych przez odgromniki; prace nad koordynacją wartości U_p i U_o można określić jako poszukiwanie gospodarczo najkorzystniejszego „współczynnika zapasu" $k_z = U_p/U_o$, czyli jako poszukiwanie najlepszego w danych warunkach eksploatacji kompromisu między kosztem budowy transformatorów a ich wrażliwością na przepięcia atmosferyczne.

Można przyjąć, że o wartości U_o decyduje poziom U_d przepięć „dynamicznych" sieci (przepięć o małej częstotliwości), gdyż napięcie gaszenia odgromników U_g musi być co najmniej równe U_d, a stosunek $k_g = U_o/U_g$ jest dla danego typu odgromników wielkością prawie stałą.

Poziom przepięć dynamicznych U_d można z kolei przedstawić jako iloczyn napięcia znamionowego U_n przez współczynnik k_d, charakteryzujący skłonność sieci do wytwarzania tych przepięć. W ten sposób wyznaczanie udarowych napięć probierczych można rozłożyć na 3 odrębne zagadnienia, reprezentowane przez współczynniki k_d, k_g i k_z:

$$U_p = k_d k_g k_z U_n.$$

Najprostszym sposobem zmniejszenia współczynnika k_d jest skuteczne uziemienie punktu zerowego sieci, stosowane

[1]) Jak wiadomo, wykonanie transformatora, który wytrzymałby bliskie uderzenie pioruna w przyłączoną do niego niezabezpieczoną linię napowietrzną, jest praktycznie niemożliwe.

[2]) Norma amerykańska N. E. M. A. (wewnętrzna norma konstruktorów) przewiduje ponadto próbę udarem bardzo stromym (1000 kV/μs) uciętym na czole.

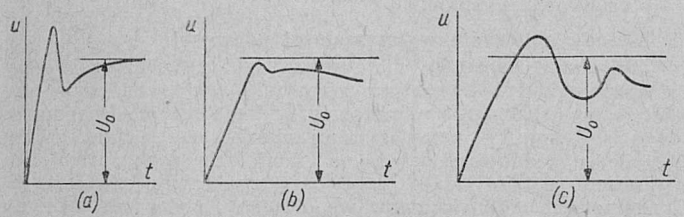
dziś prawie powszechnie w sieciach o napięciu znamionowym 110 kV i wyżej; zabieg ten obniża poziom przepięć dynamicznych o 20—25%. Współczynnik k_d osiąga szczególnie duże wartości w sieciach otwartych (a zwłaszcza w sieciach zasilanych przez długie linie z elektrowni wodnych); zamknięcie sieci jest więc drugim typowym środkiem pozwalającym na zmniejszenie współczynnika k_d.

Zmniejszenie stosunku $k_g = U_o/U_g$ jest trudnym zadaniem dla konstruktorów odgromników, zwłaszcza dlatego, że współcześni odbiorcy żądają odgromników o coraz większej obciążalności udarowej. Osiągalna dolna granica dla współczesnych konstrukcji jest bliska wartości $k_g = 3{,}5$. Jak nęcącym zadaniem jest przekroczenie tej granicy, wynika z następującego rozważania: obniżenie napięcia probierczego o 10% dałoby oszczędności na koszcie budowy transformatora 110-kilowoltowego porównywalne z kosztem zakupu odgromników; opłaciłoby się więc stosować odgromniki o współczynniku k_g o 10% mniejszym od dotychczasowego, choćby one były nawet dwa razy droższe!

„Współczynnik zapasu" k_z powinien uwzględniać bardzo wiele czynników, z których wymienimy najważniejsze:

a) możliwość obciążenia odgromnika prądem większym od jego znamionowej obciążalności udarowej (np. napięcie obniżone odgromnika na 5 kA wzrasta o ~ 20% w razie obciążenia go prądem 10 kA);

b) wzrost udarowego napięcia zapłonu przy zaatakowaniu rozdzielni falą wędrowną o szczególnie stromym czole; opóźnienie zapłonu odgromnika może wówczas doprowadzić do przepuszczenia „ząbka zapłonowego" fali wędrownej (rys. 1a), niebezpiecznego szczególnie dla izolacji cewki wejściowej transformatora;



Rys. 1. Przebieg napięcia
a) na odgromniku przy bardzo stromej fali wędrownej,
b) na odgromniku (bez wyraźnego ząbka zapłonowego)
c) przebieg napięcia na chronionym transformatorze dla przypadku b)

c) spiętrzanie się (odbicia) fal, krążących na odcinku szyn między transformatorem i odgromnikiem; efekt tego zjawiska wzrasta w miarę powiększania odległości między odgromnikiem i transformatorem; na zaciskach transformatora zamiast udaru aperiodycznego, odpowiadającego kształtowi fali przepuszczonej przez odgromnik (rys. 1b) otrzymuje się udar oscylacyjny o wyższej wartości szczytowej (rys. 1c);

d) spadek napięcia na uziemieniu odgromnika (jeżeli zacisk uziemiający odgromnika nie jest bezpośrednio połączony z zaciskiem uziemiającym transformatora);

e) zmęczenie izolacji transformatora przez wielokrotne występowanie naprężeń udarowych w eksploatacji;

f) starzenie się izolacji transformatora, postępujące z biegiem czasu wskutek działania różnych niekorzystnych czynników fizykochemicznych (wilgoć, tlen, temperatura);

g) nieuniknione błędy i odchylenia fabryczne, które mogą obniżyć wytrzymałość udarową transformatora seryjnego do wartości mniejszej niż wytrzymałość prototypu.

Aby rozwikłać nieco zagadnienie koordynacji izolacji, a przynajmniej podzielić je na „zewnętrzne" i „wewnętrzne" w stosunku do transformatora, stosowane bywa pojęcie „gwarantowanej wytrzymałości udarowej transformatorów" [4]. Jak sama nazwa wskazuje, pojęcie to winno obejmować wymienione wyżej czynniki e) — g). Szczególną rolę przypisuje się jednakże zmęczeniu izolacji

Przy wielokrotnym doprowadzeniu udaru wytrzymałość transformatora spada do 85—90% w stosunku do wytrzymałości na atak jednorazowy. Stosunek ten możemy nazwać „współczynnikiem zmęczenia". W okresie eksploatacji transformator niewątpliwie będzie narażony co najmniej na kilkadziesiąt udarów. Podczas prób udarowych doprowadza się natomiast zaledwie kilka udarów [3], gwarantowana wytrzymałość musi być więc o 10—15% mniejsza niż napięcie probiercze. „Współczynnik zmęczenia" o wartości 0,85—0,9 jest na ogół wystarczający, można nawet przyjąć, iż uwzględnia on także wpływ starzenia się izolacji; bezpośredni wpływ fizykochemicznych zmian izolacji stałej na wytrzymałość udarową transformatora nie jest zresztą duży [4]. Zapas „na nierównomierność produkcji" (g) jest konieczny, jeśli próba udarowa jest tylko próbą typu. W pracach normalizacyjnych uwzględnienie tego nieuchwytnego i zmiennego czynnika jest jednakże niemożliwe.

Jest rzeczą wątpliwą, czy pojęcie „gwarantowanej wytrzymałości udarowej" uproszcza w sposób istotny zagadnienie koordynacji izolacji [5]. Wielu konstruktorów woli jako miarę wytrzymałości udarowej transformatora podawać po prostu napięcia probiercze U_p i U_u.

Technika odgromowa dysponuje dziś wielu możliwościami, by ograniczyć do minimum działanie szkodliwych czynników „zewnętrznych", wymienionych wyżej pod a), b), c) i d): stosowanie odgromników o dużej obciążalności udarowej, zwiększanie liczby odgromników w rozdzielni, ochrona podejść przez zastosowanie przewodów odgromowych i zaostrzenie wymagań na oporność uziemienia słupów, umieszczanie odgromnika tuż przy transformatorze lub nawet (jak to praktykuje wiele wytwórni zagranicznych) wprost na transformatorze.

Współczesna technika odgromowa stawia sobie cele wykraczające poza pierwotnie postawione jej zadanie, którym było ograniczenie liczby burzowych uszkodzeń transformatorów i urządzeń rozdzielczych. Dąży ona do uzyskania podwójnego efektu gospodarczego: o b n i ż e n i a w y m a g a ń stawianych izolacji przy zupełnym wyeliminowaniu możliwości uszkodzenia wielkich transformatorów przez przepięcia atmosferyczne. Wyrazem tego postępu jest tendencja do stopniowego obniżania znormalizowanych napięć probierczych udarowych, zwłaszcza dla najwyższych napięć znamionowych. Tak więc np. projekt normy opublikowany w r. 1953 przez Wszechzwiązkowy Instytut Elektrotechniczny (WEI) przewiduje następujące obniżenie napięć probierczych udarowych: dla napięcia znamionowego 110 kV z 460 na 450 kV, dla 150 kV z 645 na 600 kV, dla 220 kV z 905 na 840 kV.

Szkic powyższy, którego celem było oświetlenie najistotniejszych zagadnień z dziedziny normalizacji napięć probierczych transformatorów, pomija zagadnienie przepięć łączeniowych, można bowiem udowodnić, iż przepięcia te — nie wyłączając przecenianych do niedawna przepięć ziemnozwarciowych [6] — są na ogół mniej niebezpieczne dla izolacji transformatora niż przepięcia atmosferyczne i nie wnoszą żadnych nowych postulatów konstrukcyjnych.

Nie znaczy to, że można negować rolę przepięć łączeniowych w zagadnieniach izolacyjnych. Przepięcia te są niekiedy niebezpieczne dla odgromników zaworowych i w wielu przypadkach komplikują rozwiązanie ochrony odgromowej [7], lecz współczesna elektrotechnika nie godzi się na ogół nawet i w tych przypadkach na podwyższanie wymagań dla izolacji sieci uważając, że zwalczanie przepięć łączeniowych przez odpowiednią konstrukcję wyłączników oraz konstrukcję odgromników, przystosowaną do ograniczania przepięć łączeniowych jest rozwiązaniem gospodarczo korzystniejszym (wyjątek stanowi tu dziedzina skrajnie wysokich napięć znamionowych, np. 400 kV).

Kwalifikowanie izolacji transformatora należałoby więc oprzeć przede wszystkim na próbach udarowych. Niestety, próby te są dość skomplikowane, a ponadto zagadnienie wy-

[3] Stosowanie prób „wieloudarowych", jak np. „Sprungwellenprobe" wg VDE, dało jak najgorsze wyniki.

[4] Większa liczba uszkodzeń burzowych transformatorów starych ma swe źródło zazwyczaj w postępującej kruchości izolacji i luzowaniu się cewek. Podczas zwarć w sieci powstają pęknięcia, torujące drogę przebicia przepięciom atmosferycznym; jeżeli nie dopuścić do luzowania się uzwojeń, ich wytrzymałość udarowa zmienia się mało z biegiem lat. Wystarczająco pewnych danych ilościowych na ten temat brak.

[5] Por. S i r o t i n s k i, [2], str. 21.

[6] S i r o t i n s k i [2] kwestionuje dawniejsze publikacje amerykańskie na temat przepięć ziemnozwarciowych, przeceniające rolę tych przepięć; R o t h [6] wyraża pogląd, że podawany w wielu podręcznikach mechanizm przepięć ziemnozwarciowych (podnoszenie się stopniowe potencjału sieci po kolejnych zapłonach) jest błędny, i twierdzi, iż przepięcia te na ogół nie przekraczają wartości 1,8 U_n

[7] Według [18] np. w sieciach 220 kV przy zapłonach powrotnych między stykami wyłącznika (wyłączanie nieobciążonych linii długich) obciążenie stosu zmiennooporowego odgromnika osiągnąć może 500 A × 2000 µs, co jest nie do przyjęcia dla konstruktora odgromników. Walka z zapłonami powrotnymi wyłączników jest jednakże możliwa — środkiem skutecznym okazały się oporniki tłumiące w wyłącznikach.

krywania powstałych podczas prób uszkodzeń nie jest rozwiązane dotychczas w sposób całkowicie przekonywający; toteż próby te zwolna tylko torują sobie drogę do fabrycznych stacji prób.

Stara, prosta i ogólnie znana próba napięciowa jednominutowa musi służyć nadal jako sprawdzian wytrzymałości udarowej izolacji głównej co najmniej przy próbach wyrobu. Aby to osiągnąć, należy napięcia probiercze próby jednominutowej dobrać w ten sposób, żeby z a g r o ż e n i e izolacji głównej przy próbach udarowych i próbach napięciem okresowo-zmiennym było jednakowe, tj. żeby stosunek napięć probierczych — udarowego i okresowo-zmiennego — był taki sam, jak stosunek wytrzymałości dielektrycznej udarowej do wytrzymałości przy napięciu okresowo zmiennym (statycznej. „Współczynnik udaru" k_u, tj. stosunek wytrzymałości udarowej do statycznej, zależy wprawdzie od konstrukcji transformatora i od kształtu udaru, lecz dla określonej konstrukcji i danego kształtu udaru jest wartością prawie stałą, dostępną do eksperymentalno-statystycznego wyznaczania. Dla udaru „normalnego, pełnego" współczynnik k_u waha się od 1,7 do 2,2 (przy czym mniejsza wartość odpowiada na ogół mniejszym napięciom znamionowym). Napięcia probiercze jednominutowe muszą być $\sqrt{2k_u}$ razy mniejsze niż napięcia udarowe, przy czym wyznaczać je należy bądź na podstawie tablicy napięć probierczych przyjętej dla próby udarem pełnym, bądź na podstawie tablicy dla próby udarem uciętym, zależnie od tego, która z tych dwu prób jest dla izolacji głównej transformatora próbą ostrzejszą. Na tej zasadzie powinny być oparte nowoczesne tablice napięć probierczych jednominutowych. Zasada ta prowadzi na ogół do podwyższenia napięć probierczych w porównaniu z tradycyjnym, przestarzałym wzorem $(2U_n + 1)$. kilowoltów. Zaostrzenie prób jest szczególnie duże dla niewysokich napięć znamionowych.

Zgodnie z zasadami koordynacji izolacji można jednakże obniżyć napięcia probiercze o 20%, jeżeli przez skuteczne uziemienie punktu zerowego obniżono w tym samym stosunku współczynnik k_d i obniżenie to wykorzystano przez zastosowanie „80-procentowych" odgromników (odgromników na napięcie znamionowe równe 80% napięcia znamionowego sieci). Możliwość obniżenia napięć probierczych była głównym argumentem gospodarczym, który przechylił szalę na korzyść bezpośredniego uziemienia punktu zerowego w sieciach o $U_n \geqslant 110$ kV.

Interesujące jest zestawienie wzoru $2U_n + 1$ z dwoma projektami norm na napięcia probiercze jednominutowe: projektem WEI z 1953 r. (Wszechzwiązkowego Instytutu Elektrotechniki) oraz projektem CEI z 1953 (Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej). W tabl. I podano kilka liczb tego

Tablica I

U_n	3	6	15	30	35	60	110	220
$2U_n + 1$	7	13	31	61	71	121	221	441
WEI [8])	18	25	—	—	85	—	[190]	[380]
CEI [7]	16	22	38	70	—	140	[185] 230	[395] 460

zestawienia. Liczby w nawiasach dotyczą obniżonej izolacji, stosowanej w sieciach 110- i 220-kilowoltowej z uziemionym punktem zerowym. Różnica dla napięć znamionowych 3 i 6 kV zdumiewa na pierwszy rzut oka. Wszak transformatory średnich napięć budowano według wzoru $2U_n + 1$ przez wiele lat. Czy jest możliwe, żeby doświadczenie eksploatacyjne nie utrąciło wzoru $2U_n + 1$ w ciągu tego czasu, jeżeli jest on całkowicie błędny?

Okazuje się, że dla niewysokich napięć znamionowych konstruktorzy na ogół nie wykorzystywali przy ustalaniu wymiarów izolacji wzoru $2U_n + 1$, wprowadzając intuicyjnie bardzo duże zapasy wytrzymałości izolacji głównej, w zakresie bowiem napięć znamionowych 3 ÷ 15 kV zmniejszanie izolacji głównej nie daje prawie żadnych oszczędności; grubość tulei izolacyjnych określa się raczej wymaganiami mechanicznymi niż elektrycznymi, a szerokość kanałów olejowych — wymaganiami termicznymi; toteż wiele starych konstrukcji wytrzymuje zwiększone napięcia probiercze jednominutowe. Izolacja główna starych transformatorów wytrzymuje na ogół także próby udarowe; natomiast bardzo często nie wytrzymuje ich izolacja wzdłużna — szczególnie międzycewkowa i międzywarstwowa. Konstruktorzy z lat 1920—1930, opierając się na niedokładnej teorii naprężeń udarowych, przeceniali na ogół rolę izolacji zwojowej, nie doceniając zagrożenia izolacji warstwowej i międzycewkowej.

Drugą przyczynę żywotności wzoru $2U_n + 1$ należy upatrywać w „fatalizmie", z którym do niedawna traktowano zjawiska atmosferyczne. Fatalizm ten — uzasadniony ówczesną niedoskonałością ochrony odgromowej — przeciwdziałał podwyższaniu napięcia probierczego, gdyż zbliżenie się do poziomu przepięć pochodzenia atmosferycznego uważano za rzecz niemożliwą, a przynajmniej gospodarczo nieuzasadnioną.

Nawiązując do stosunków krajowych, trzeba stwierdzić, że przyjęcie nowoczesnej tablicy nacięć probierczych [9]) przez nasze wytwórnie transformatorów wpłynęłoby dodatnio na poziom techniczny produkcji krajowej.

Próby udarowe wykonywane są od 1950 r. w Instytucie Elektrotechniki, co jednakże związane jest z dużymi trudnościami transportowymi. Nie ulega wątpliwości, że pożądane byłoby uzupełnienie wyposażenia wytwórni, umożliwiające wykonywanie prób udarowych na własnych stacjach prób. Również nie ulega wątpliwości, że należy dość ostrożnie realizować ogólnoświatową tendencję do zmniejszenia napięć probierczych w dziedzinie dużych napięć znamionowych: zmniejszenie to nie może wyprzedzać postępu w dziedzinie gwarantowanych napięć obniżonych odgromników, a te napięcia są jeszcze — według projektu polskiej normy PNE-05001 — stosunkowo wysokie.

3. Metody obliczania wytrzymałości udarowej.

Obliczanie naprężeń dielektrycznych, powstających przy zaatakowaniu transformatora przez falę wędrowną, było do niedawna atrakcyjnym tematem prac badawczych. Dogodnym do ścisłej analizy matematycznej okazało się jednak tylko uzwojenie jednowarstwowe: na modelach tego uzwojenia uzyskano daleko idącą zgodność przebiegów obliczanych i mierzonych. Transformator współczesny, zwłaszcza o uzwojeniu składającym się z dwu lub więcej rodzajów cewek rozdzielonych kanałami o różnej szerokości, zaopatrzony w kompensację pojemnościową (ekrany) oraz zaczepy do regulacji pod obciążeniem, przedstawia układ elektromagnetyczny prawie niedostępny do ścisłych obliczeń; konieczne w tym przypadku liczne i bardzo istotne uproszczenia mogą do tego stopnia zniekształcić wynik, iż traci on wszelką wartość praktyczną.

Współcześni konstruktorzy stronią na ogół od metod czysto obliczeniowych w dziedzinie wytrzymałości udarowej, starając się zastąpić je pomiarami na modelach. Praktyczną wartość zachowały raczej najprostsze metody obliczeniowe i to tylko w zastosowaniu do konstrukcji typowych, dla których można oprzeć się na dobrze ugruntowanych doświadczalnych współczynnikach poprawkowych.

Celem obliczeń jest najczęściej wyjaśnienie stopnia zagrożenia poszczególnych części układu izolacyjnego transformatora podczas prób udarowych. Punktem wyjścia są znormalizowane wartości probierczych napięć udarowych, przy czym obliczenia przeprowadzać należy w zasadzie dla obu rodzajów prób: próby udarem pełnym (U_p) i próby udarem uciętym (U_u), jeżeli nie można udowodnić w sposób ogólny, że jeden z tych rodzajów prób jest zdecydowanie ostrzejszy od drugiego (np. dla izolacji międzycewkowej zawsze ostrzejsza jest próba udarem uciętym).

W każdym obliczeniu można rozróżnić trzy kolejne fazy: a) zagadnienie sprzężeń pojemnościowych i magnetycznych, b) zagadnienie przepięciowe, które sprowadza się do obliczenia wartości szczytowej i oszacowania czasu trwania półszczytu przepięć zagrażających poszczególnym elementom układu izolacyjnego, c) zagadnienie wytrzymałościowe, które polega na wyznaczeniu charakterystyk udarowej wytrzymałości dielektrycznej poszczególnych elementów układu izolacyjnego.

Porównanie obliczonych przepięć z odpowiednimi punktami charakterystyk wytrzymałości udarowej pozwala na wyznaczenie dla rozpatrywanych elementów izolacyjnych „współczynników bezpieczeństwa", co można uważać za ostateczny wynik obliczeń.

Sprzężenia pojemnościowe można wyznaczać:

a) przez wykreślanie obrazu linii sił (metoda uciążliwa, rzadko stosowana);

[8]) Wartości proponowane przez WEI w zakresie 3—35 kV można ująć wzorem $(2{,}1\,U_n + 12)$ kilowoltów z zaokrągleniem do 5 kV (a dla $U_n = 3$ — do 1 kV).

[9]) Projekt polskiej normy PNE-06040 przewiduje dla napięć probierczych okresowo zmiennych wzór $(2U_n + 10)$ kilowoltów.

b) przy pomocy elementarnych wzorów na kondensatory płaskie, walcowe itd. dla radykalnie uproszczonego obrazu linii sił, zwiększając dokładność obliczeń przez zastosowanie współczynników poprawkowych (zarys tej metody podano w rozdz. 4 i 5);

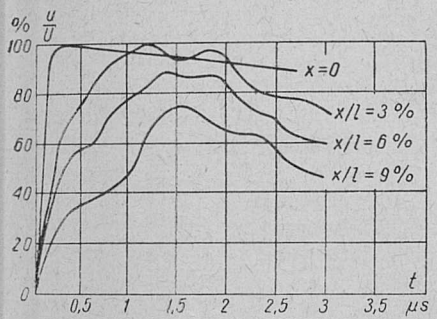
c) półdoświadczalnie — przy pomocy pomiarów w wannie elektrolitycznej na specjalnie spreparowanym pojemnościowym modelu uzwojenia [10]; jest to metoda najnowocześniejsza i najlepsza;

d) doświadczalnie — przy pomocy oscylografu elektronowego.

Trzy pierwsze metody oparte są zasadniczo na koncepcji zastąpienia uzwojenia transformatora stosem zamkniętych pierścieni nie połączonych galwanicznie z sąsiednimi, a wyobrażających poszczególne zwoje.

Jako wynik obliczeń można uważać wyznaczenie pojemnościowego rozkładu napięcia w uzwojeniu. Należy podkreślić, iż jest to najważniejsza dla konstruktora część obliczeń: kształt krzywych pojemnościowego rozkładu napięcia pozwala już na ocenę skłonności transformatora do drgań, czyniąc często zbędnymi dalsze obliczenia.

W teorii zjawisk udarowych pojemnościowy rozkład napięcia zwany bywa „rozkładem początkowym", gdyż w transformatorze zaatakowanym falą wędrowną prostokątną rozkład ten wytwarza się w czasie tak krótkim (rzędu 0,1 μs) [10], że przy rozpatrywaniu dalszych — o wiele powolniejszych — przebiegów można przyjąć, iż wytworzył się on „skokiem" w chwili $t = 0$, tj. w chwili przybycia czoła fali do zacisków transformatora. Na tej koncepcji oparta jest doświadczalna metoda wyznaczania rozkładu pojemnościowego: do zacisku liniowego transformatora doprowadza się serię jednakowych udarów o możliwie stromym czole i możliwie łagodnym grzbiecie (a więc udarów jak najbardziej zbliżonych do prostokątnego) i w kilku punktach uzwojenia rejestruje się przebieg napięcia względem ziemi (najlepiej na wspólnej kliszy, rys. 2a). Przecinając oscylogramy kilku prostymi prostopadłymi do osi czasu np. $t = 2$ μs, $t = 1$ μs itd., można wyznaczyć krzywe $u = f\left(\frac{x}{l}\right)$, tj. rozkład napięcia dla $t = 2$ μs, $t = 1$ μs itd. (rys. 2b). „Rozkład początkowy", to jest rozkład dla $t = 0$ otrzymuje się przez ekstrapolację jako granicę, do której dążą krzywe $u = f(x)$, gdy $t \to 0$. Wykonanie tych pomiarów wymaga znacznej szybkości zapisu i jest trudnym zadaniem laboratoryjnym.



Rys. 2a. Początkowe części oscylogramów $u = f(t)$ dla różnych $\frac{x}{l}$

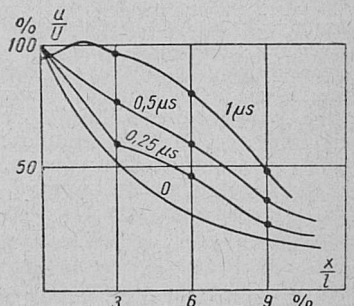
Zagadnienie sprzężeń magnetycznych stanowiło i stanowi nadal główny hamulec rozwoju metod obliczeniowych. Zależność indukcyjności wzajemnej dowolnej pary zwojów od położenia tych zwojów wewnątrz uzwojenia, udział ferromagnetycznego rdzenia w wytwarzaniu szybkozmiennego strumienia magnetycznego i rozpraszaniu energii — są to zagadnienia dotychczas nie rozwiązane w sposób gwarantujący dokładność obliczeń.

„Klasyczna" teoria drgań (Wagner, 1918 r.) ogranicza zjawisko indukcji wzajemnej do sąsiadujących ze sobą zwojów. Późniejsze teorie zakładały najczęściej prostoliniową lub wykładniczą zależność indukcyjności wzajemnej od wzajemnej odległości zwojów. Lecz uproszczenia te są dostatecznie ścisłe tylko dla cewki jednowarstwowej.

Niektóre metody rachunkowe i większość metod półdoświadczalnych pozwalają ominąć zagadnienie obliczania sprzężeń magnetycznych (np. wyznaczanie wartości szczytowej przepięć na kanałach międzycewkowych metodą „fal gradientu", ob. niżej). Zastosowanie miniaturowych — odpowiednio obliczonych — modeli eliminuje w ogóle potrzebę obliczeń magnetycznych (ob. niżej).

Zagadnienie przepięciowe stanowi najbardziej istotną część teorii układów izolacyjnych transformatora. Znane w tej dziedzinie metody obliczeniowe można podzielić na dwie zasadnicze grupy: metody oparte na koncepcji szeregu harmonicznych fal stojących i metody oparte na koncepcji fal wędrownych. Ogólnie można stwierdzić, iż koncepcja fal stojących lepiej nadaje się do wyjaśnienia przepięć zagrażających izolacji „głównej" (izolacji między uzwojeniami górnego i dolnego napięcia, izolacji między poszczególnymi kolumnami uzwojeń górnego napięcia, izolacji względem jarzm, ścianek kadzi i konstrukcji wsporczej); natomiast przy obliczeniu przepięć zagrażających „izolacji wzdłużnej" (międzyzwojowej, międzywarstwowej, międzycewkowej) bardziej owocna okazała się koncepcja fal wędrownych.

Szerokie rozpowszechnienie oscylografu z zapisem wielokrotnym pozwoliło na niezmiernie prosty i przekonywający sposób eksperymentalnego rozwiązywania zagadnienia przepięciowego przez bezpośrednią rejestrację przebiegów. Nie



Rys. 2b. Wyznaczanie rozkładu początkowego przez ekstrapolację

x — odległość rozpatrywanego punktu uzwojenia od zacisku wejściowego
l — długość uzwojenia
U — wartość szczytowa udaru doprowadzonego

można sobie wyobrazić współczesnego konstruktora, który zrezygnowałby z oscylograficznego sprawdzenia nowej konstrukcji po wykonaniu prototypu.

Natomiast pogląd na wartość „modeli" układów izolacyjnych jest niejednolity. Jeżeli model ma odtwarzać wiernie także wytrzymałościową część zagadnień izolacyjnych, musi on być prawie wierną kopią oryginału. Przy projektowaniu transformatorów 380-kilowoltowych dla linii kujbyszewskiej wykonano taki „wierny" model w skali 1 : 2. Jeśli chodzi tylko o wytrzymałość udarową, można na ogół zastąpić rdzeń przez tuleję z blachy (choć uproszczenie to nie jest całkowicie poprawne) i ograniczyć się do jednej kolumny uzwojenia (modele tego typu w naturalnej wielkości wykonano w kraju dla uzwojeń 110-kilowoltowych w wytwórni M1).

Modele naturalnej wielkości lub w skali nieznacznie zmniejszonej można poddać próbom udarowym. Modele te są jednak bardzo drogie (model na 380 kV kosztowałby około miliona rubli), wskutek czego nie można ich wykonywać w wielu wariantach, a więc pozostawiają konstruktorowi stosunkowo mało swobody przy poszukiwaniu ewentualnych dalszych ulepszeń. Toteż od dawna podejmowano próby opracowania dostatecznie wiernych (przynajmniej w zakresie zagadnienia przepięciowego) modeli miniaturowych. Zasadnicza wada miniaturowych modeli wynika z zależności między skalą wymiarową i skalą czasową modelu: w modelu λ razy mniejszym od oryginału wszelkie pojemności i indukcyjności będą także λ razy mniejsze, w tym samym stosunku będą więc większe wszystkie częstotliwości harmonicznych fal stojących. Model taki odtwarza dość wiernie zjawiska udarowe, lecz w skali czasu λ razy przyspieszonej. Aby np. na dwudziestokrotnie zmniejszonym modelu odwzorować zjawiska rozgrywające się w oryginale po doprowadzeniu udaru 1/50, trzeba by do modelu doprowadzić udar 0,05/2,5 μs. Wytwarzanie tak stromych udarów jest trudne, pomiary przy nich są obarczone bardzo dużym błędem. Nie ma więc możności wiernego odtworzenia sprzężeń pojemnościowych i magnetycznych w jednym miniaturowym modelu. Wychodząc z założenia, iż sprzężenia pojemnościowe są lepiej dostępne do obliczeń i półdoświadczalnego wyznaczania niż sprzężenia magnetyczne, można zastosować model, w którym sprzężenia pojemnościowe uzupełniono przez przyłączone do odpowiednich punktów miniaturowego uzwojenia kondensatory o pojemnościach proporcjonalnych do rzeczywistych pojem-

[10] Jak wynika z obliczenia $T = ZC_w = 500\ \Omega \cdot 200 \cdot 10^{-12}\ F = 0{,}1$ μs, gdzie $Z = 500\ \Omega$ jest przeciętną wartością oporności falowej linii przesyłowych. $C_w = 200$ pF — przeciętną wartością pojemności wejściowej transformatora. T oznacza stałą czasu krzywej wykładniczej, według której wzrasta napięcie na zaciskach transformatora zaatakowanego falą prostokątną.

ności uzwojenia [11]. Na tak spreparowanym modelu uzyskano przy rejestracji przebiegów przepięciowych (według autorów) dokładność ±10%. Stosując dodatkowe pojemności można nie tylko przywrócić modelowi naturalną — zgodną z oryginałem — skalę czasu, lecz nawet osiągnąć skalę wielokrotnie powolniejszą (np. przenieść się ze „świata" mikrosekund do znacznie dogodniejszego dla rejestracji oscylograficznej zakresu milisekund). Podkreślić należy jednak, iż tak sporządzony model elektromagnetyczny zastępuje tylko obliczenia przepięciowe, natomiast jego wykonanie musi być poprzedzone dokładnym obliczeniem siatki dodatkowych kondensatorów.

Czysto obliczeniowe metody, traktujące jako punkt wyjścia rysunek i kartę nawojową, a jako wynik — analizę przepięć w poszczególnych elementach izolacyjnych, mają jak dotąd raczej wartość dydaktyczną niż przemysłową, chyba że są uzupełniane doświadczalnymi współczynnikami poprawkowymi.

W rozdz. 6 podano fragment proponowanej metody obliczeń przepięciowych — obliczanie wartości szczytowej przepięć na kanałach międzycewkowych w uzwojeniach o silnie wzmacnianych cewkach początkowych, bez ekranów.

Zagadnienie wytrzymałościowe dostępne jest jak dotychczas tylko do badań statystyczno-doświadczalnych, żmudnych, kosztownych i na ogół bardzo trudnych. Mechanizm przebicia izolacji olejowej, a tym bardziej układów złożonych z oleju i dielektryków stałych, nie jest wyjaśniony dotychczas w sposób przekonywający. Wydaje się, iż nie uchwycono dotychczas, nawet jakościowo, wszystkich parametrów wpływających na wytrzymałość udarową układów, co tłumaczy trudności przy porównywaniu poszczególnych prac doświadczalnych.

Szczególnie obfity materiał doświadczalny, oparty na pracach Panowa, podaje [2]. Na uwagę zasługuje prosty wzór empiryczny:

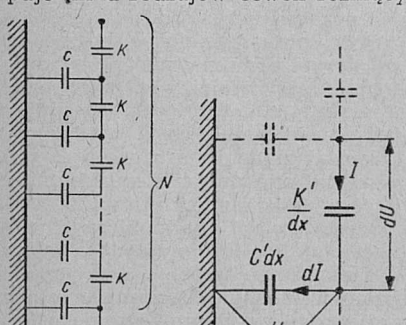
$$U = a\Delta_o + b\sqrt{\Delta_o}$$

dla izolacji: olej + przegrody w postaci tulei z papieru bakielizowanego. We wzorze tym U oznacza (rys. 5) udarowe napięcie przebicia (kV), Δ_o — szerokość szczeliny rozproszeniowej (cm). Warunkiem stosowania wzoru jest przepisowa (według norm radzieckich) wytrzymałość statyczna oleju oraz równomierne pole elektryczne. Wzór dotyczy więc tylko środkowych części szczeliny rozproszeniowej, w której nie występują zjawiska brzegowe. Wartości współczynników wynoszą według Panowa dla udaru pełnego 1,5/40 : a = 82,5, b = 176,5; dla czasu trwania półszczytu rzędu 2 — 3 μs wartości współczynników są o 15 — 20% większe.

Orientacyjna wartość dopuszczalnego przy próbach izolacji naprężenia udarowego oleju w kanałach międzycewkowych wynosi według dotychczasowych doświadczeń Instytutu Elektrotechniki 180 kV/cm [11]).

4. Upraszczanie schematu pojemnościowego.

Obliczanie sposobem elementarnym, tj. punkt po punkcie [13], rozkładu pojemnościowego uzwojenia, w którym występuje kilka rodzajów cewek różniących się wzajemnie z punk-



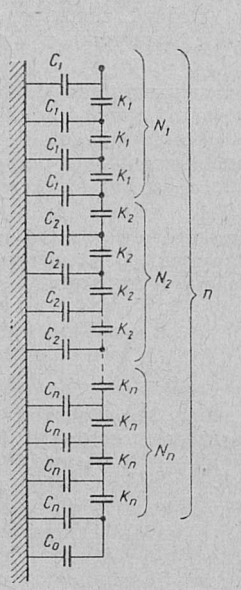
Rys. 3. Schematy pojemnościowe uzwojenia jednorodnego

tu widzenia sprzężeń pojemnościowych (np. różne szerokości kanałów, dodatkowa izolacja papierowa itd.), jest niezmiernie żmudne. Znaczne usługi może tu oddać pojęcie „pojemności wejściowej" C_w, przy którego pomocy można szybko „zwinąć" schemat pojemnościowy, ograniczając go do najistotniejszej — początkowej — części uzwojenia.

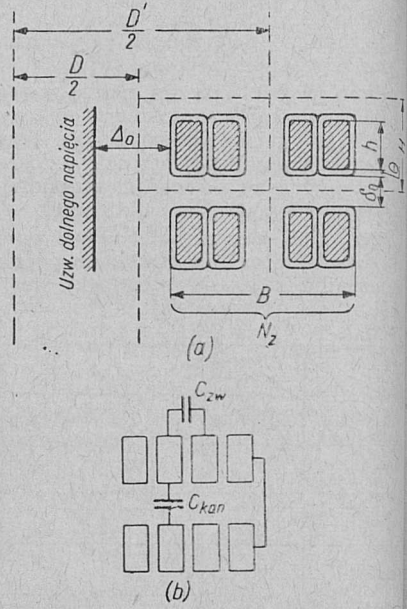
[11]) W IEl prowadzone są dalsze prace doświadczalne nad wytrzymałością udarową układów olej-preszpan.

Schemat pojemnościowy uzwojenia jednorodnego, tj. złożonego z N jednakowych cewek, przedstawia, jak wiadomo, łańcuch N pojemności doziemnych (C) i N pojemności międzycewkowych (K). Zakładamy, że koniec łańcucha jest połączony z ziemią przez pojemność C_o (rys. 3a).

Pojemność wejściową można obliczyć najprościej zakładając, że do układu na rys. 3a doprowadzono napięcie o pulsacji ω = 1 i wartości skutecznej = 1. Pojemność zastępcza C_w będzie wtedy liczbowo równa skutecznej wartości prądu I pobieranego przez układ. Oznaczając przez x odległość dowolnego punktu uzwojenia od zacisku wejściowego



Rys. 4. Schemat pojemnościowy uzwojenia niejednorodnego złożonego z n grup jednorodnych



Rys. 5
a) Oznaczanie wymiarów uzwojeni
b) Pojemności międzyzwojowe C_z i C_{kan}

a przez l — długość uzwojenia i wprowadzając symbole $C' = \frac{NC}{l}$ oraz $K' = \frac{Kl}{N}$ (tj. zastępując pojemności skupione równomiernie rozłożonymi), otrzymujemy równania różniczkowe

$$\frac{dU}{dx}K' = I \quad \text{i} \quad \frac{dI}{dx} = UC',$$

oczywiste z rys. 3b; warunki brzegowe

1) $x = o$; $U = 1$;
2) $x = l$; $UC_o = I$.

Stąd obliczamy $C_w = I_{(x=o)}$.

$$(1)\quad C_w = \sqrt{CK}\,\frac{\operatorname{tgh}\gamma + \dfrac{C_o}{\sqrt{CK}}}{1 + \dfrac{C_o}{\sqrt{CK}}\operatorname{tgh}\gamma}, \text{ przy czym } \gamma = N\sqrt{\frac{C}{K}}$$

Jeśli koniec łańcucha jest uziemiony ($C_o \to \infty$), to

$$(2)\quad C_w = \sqrt{CK}\cdot\operatorname{ctgh}\gamma.$$

Jeśli koniec łańcucha jest izolowany ($C_o = 0$), to

$$(3)\quad C_w = \sqrt{CK}\cdot\operatorname{tgh}\gamma.$$

Jeżeli uzwojenie składa się z n szeregowo połączonych różniących się między sobą grup cewek (przy czym w obrębie każdej grupy wszystkie N cewek są jednakowe), możemy na podstawie wzorów (1), (2) i (3) likwidować po kolei poszczególne grupy poczynając od ostatniej, tj. przyłączonej do punktu zerowego (rys. 4).

Pojemność wejściową tej ostatniej grupy C_{wn} obliczamy według jednego ze wzorów (1), (2) lub (3), zależnie od tego w jaki sposób jest uziemiony punkt zerowy w rozpatrywanym transformatorze.

Następnie można przyjąć, iż ta ostatnia grupa w ogóle nie istnieje i że koniec przedostatniej grupy jest uziemiony przez pojemność C_{wn}. Podstawiając do wzoru (1) C_{wn} za

miast C_o, a parametry C_{n-1} i K_{n-1} przedostatniej grupy zamiast C i K, otrzymujemy $C_{w(n-1)}$ — pojemność wejściową łączną obu ostatnich grup. Stosując wzór redukcyjny (1) kilkakrotnie, można zlikwidować dowolną liczbę grup cewek.

W praktyce wielokrotne stosowanie wzorów redukcyjnych (1), (2) i (3) jest na ogół zbędne. Dla transformatorów nieekranowanych istotne znaczenie ma tylko początkowa część krzywej rozkładu napięcia, wystarcza więc obliczyć parametry C i K dla pierwszych kilku cewek (np. 4÷5). Jeżeli za tymi cewkami znajduje się grupa złożona choćby z kilku cewek o jednakowych parametrach C_i, K_i, można bez popełniania istotnego błędu zastąpić całą dalszą część uzwojenia (łącznie z grupą i) pojemnością wejściową

$$C_{wi} = \sqrt{C_i K_i}\ \mathrm{ctgh}\left[\left(\sum_{r=i}^{r=n} N_r\right)\sqrt{\frac{C_i}{K_i}}\right],$$

czyli po prostu założyć, że wszystkie dalsze cewki mają także parametry C_i, K_i.

Argument ctgh w praktyce prawie zawsze jest większy od 3, co pozwala na pominięcie funkcji hiperbolicznej (ctgh 3 = = 1,005, ctgh 2 = 1,04) i prowadzi do zupełnie prostego wzoru:

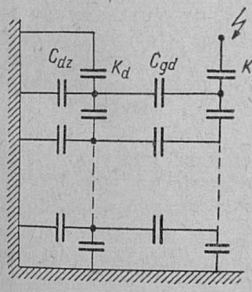
$$C_{wi} \cong \sqrt{C_i K_i}.$$

Błąd popełniany przy obliczaniu C_{wi} w ten sposób nie przekracza kilku procentów i nie ma żadnego wpływu na dokładność wyniku ostatecznych obliczeń.

Stosując „zwijanie" uzwojenia można więc szybko osiągnąć prosty schemat (np. z rys. 12) wystarczający do celów przemysłowych.

5. Obliczanie sprzężeń pojemnościowych.

Uniknięcie poważnych błędów przy obliczaniu elementów C i K schematu pojemnościowego nie jest bynajmniej rzeczą prostą. Rzeczywista sieć sprzężeń pojemnościowych transformatora bardzo odbiega od dostępnego dla obliczeń schema-



Rys. 6. Schemat pojemnościowy transformatora, uwzględniający sprzężenia pojemnościowe z uzwojeniem dolnego napięcia

C_{gd} — pojemność uzwojenia górnego napięcia względem uzwojenia napięcia dolnego napięcia
C_{dz} — pojemność uzwojenia dolnego napięcia względem ziemi
K_g — pojemność wzdłużna uzwojenia górnego napięcia
K_d — pojemność wzdłużna uzwojenia dolnego napięcia
Wszystkie pojemności dotyczą podziałki cewkowej uzwojenia górnego napięcia

tu; konieczne jest wprowadzenie wielu „współczynników poprawkowych". Współczynniki te zależą od parametrów konstrukcyjnych, przy czym uogólnienie tych zależności jest dotychczas zadaniem nierozwiązanym.

Pojemność doziemną cewki uzwojenia górnego napięcia C_z można obliczać ze wzoru

$$C_z = k_1 . k_2 . C_{gd} + C_{gk}, \tag{4}$$

gdzie C_{gd} oznacza pojemność rozpatrywanej cewki górnego napięcia względem uzwojenia dolnego napięcia (traktowaną jako pojemność układu walców współśrodkowych), C_{gk} — pojemność tej cewki względem kadzi, konstrukcji i sąsiednich uzwojeń górnego napięcia, k_1 i k_2 — współczynniki poprawkowe.

Pojemność C_{gd} można bez istotnego błędu obliczyć, zastępując kondensator walcowy płaskim:

$$C_{gd} \cong \frac{HD}{4\Delta}\,\varepsilon_{ol}. \tag{5}$$

We wzorze tym D oznacza średnią średnicę szczeliny rozproszeniowej, H — wysokość „podziałki cewkowej", tj. szerokość cewki wraz z obu połówkami przylegającymi do niej kanałów chłodzących, Δ — zredukowaną do przenikalności dielektrycznej oleju szczelinę rozproszeniową. Wartość Δ jest — ze względu na obecność przegród izolacyjnych i rozpórek — nieco mniejsza niż rzeczywista szerokość szczeliny Δ_o [12]). ε_{ol} oznacza względną przenikalność dielektryczną oleju $\cong$ 2,2. Można przyjąć, że przenikalność dielektryczna materiałów izolacyjnych stałych jest dwa razy większa niż oleju (rys. 5).

Współczynnik k_1 uwzględnia wpływ kanałów międzycewkowych na odkształcenie pola elektrycznego. Analogicznie do odkształceń pola magnetycznego w szczelinie maszyny elektrycznej, wywołanych obecnością zębów (odwrotność „współczynnika Cartera" [12]), można przyjąć (rys. 5)

$$k_1 = 1 - \frac{\dfrac{H-h}{H}\cdot\dfrac{H-h}{\Delta_o}}{5 + \dfrac{H-h}{\Delta_o}}. \tag{6}$$

Współczynnik k_2 uwzględnia, iż uzwojenie dolnego napięcia nie jest doskonałym uziemionym ekranem. Rys. 6 przedstawia schemat sprzężeń pojemnościowych obu uzwojeń. Jeżeli uzwojenie dolnego napięcia składa się z niewielkiej liczby grubych zwojów, pojemności międzyzwojowe tego uzwojenia są o wiele większe niż pojemności doziemne C_{dz} i prawie zwierają z ziemią poszczególne punkty uzwojenia dolnego napięcia, wskutek czego w żadnym punkcie uzwojenia dolnego napięcia potencjał nie różni się wiele od potencjału ziemi. W tym przypadku można przyjąć $k_2 = 1$ (uzwojenie dolnego napięcia działa jak „uziemiony ekran"). Jeżeli jednak przekładnia jest bliska 1, rola pojemności wzdłużnych uzwojenia dolnego napięcia zanika i można przyjąć, że C_{gd} i C_{dz} są po prostu włączone szeregowo. W tym przypadku

$$k_2 = \frac{C_{dz}}{C_{gd} + C_{dz}}. \tag{7}$$

W przypadku ogólnym należałoby właściwie odrzucić pojęcie „pojemności cewki górnego napięcia względem ziemi" i do obliczania rozkładu pojemnościowego zastosować schemat podany na rys. 6, co jednakże jest dla uzwojenia niejednorodnego praktycznie wykonalne tylko przy użyciu analizatora. Przy stosowaniu metod rachunkowych nie pozostaje nic innego, jak interpolowanie współczynnika k_2 między wartością otrzymaną ze wzoru (7) a jednością. Należy przy tym brać pod uwagę nie tylko przekładnię, lecz i sposób uziemienia obu końców uzwojenia dolnego napięcia oraz wzajemne położenie cewek górnego napięcia względem cewek dolnego napięcia. Trzeba więc np. uwzględnić, że przy próbach udarowych uziemia się oba końce uzwojenia dolnego napięcia. W tym przypadku dla cewki wejściowej górnego napięcia umieszczonej na krańcu kolumny można przyjąć $k_2 = 1$ nawet przy małej przekładni, gdyż cewka ta jest sprzężona pojemnościowo z krańcową częścią uzwojenia dolnego napięcia, której potencjał nie może różnić się wiele od potencjału ziemi. Natomiast $k_2 \neq 1$ dla cewki wejściowej, jeśli cewka ta znajduje się w środku kolumny, a więc jest pojemnościowo sprzężona ze środkową częścią uzwojenia dolnego napięcia (konstrukcja często stosowana dla napięcia znamionowego $\geqslant$ 110 kV). W tym przypadku można np. przyjąć dla przekładni $\leqslant 2$ — wartość ze wzoru (7), dla przekładni $\geqslant 20$ wartość 1, dla przekładni pośrednich — wartość interpolowaną [13]).

W transformatorach trójuzwojeniowych uzwojenie górnego napięcia znajduje się zazwyczaj na zewnątrz. Teoretyczna dolna granica współczynnika k_2 przesuwa się w dół do wartości wynikającej z równania

$$k_2 = \frac{\dfrac{1}{C_{gs}}}{\dfrac{1}{C_{gs}} + \dfrac{1}{C_{sw}} + \dfrac{1}{C_{wz}}},$$

gdzie wskaźnikiem s oznaczono uzwojenie środkowe, a wskaźnikiem w — wewnętrzne. Zazwyczaj jednak jedno z uzwojeń (s lub w) jest uzwojeniem o znacznie niższym napięciu znamionowym niż uzwojenie górnego napięcia i można je uznać za uziemiony ekran.

Pojemności C_{gk}, C_{dz}, C_{gs}, C_{sw} i C_{wz} można obliczać również przy pomocy wzoru (5) podstawiając stosowne wartości na D i Δ. Przy obliczaniu C_{gk} można np. przyjąć jako Δ najmniejszą odległość uzwojenia od skrzyni, a jako D — średni-

[12]) Jeżeli przegrody zajmują s% szerokości szczeliny, a kliny rozporowe wypełniają w % objętości pozostałej szczeliny:

$$\Delta = \Delta_o \frac{1 - \dfrac{s}{100}}{1 - \dfrac{w}{100} + \dfrac{2w}{100}} + \frac{\Delta_o}{2}\,\frac{s}{100} \cong \Delta_o\left(1 - \frac{w}{100} - \frac{s/2}{100}\right).$$

[13]) Wydaje się, że można przy pomocy analizatora opracować wykresy, pozwalające wyznaczyć współczynnik k_2 na podstawie kilku parametrów konstrukcyjnych. Pracę przyczynkową o tym charakterze wykonano w Zakładzie Wysokich Napięć Politechniki Warszawskiej.

cę zewnętrzną uzwojenia zwiększoną o Δ; w ten sposób uwzględnia się już wpływ konstrukcji wsporczej.

Pojemności międzycewkowe K można obliczać ze wzoru na pojemność stosu krążków przewodzących, wprowadzając współczynniki poprawkowe k_3 i k_4:

$$K = k_3 k_4 \frac{D' B}{4 \delta} \varepsilon_{ol}, \tag{8}$$

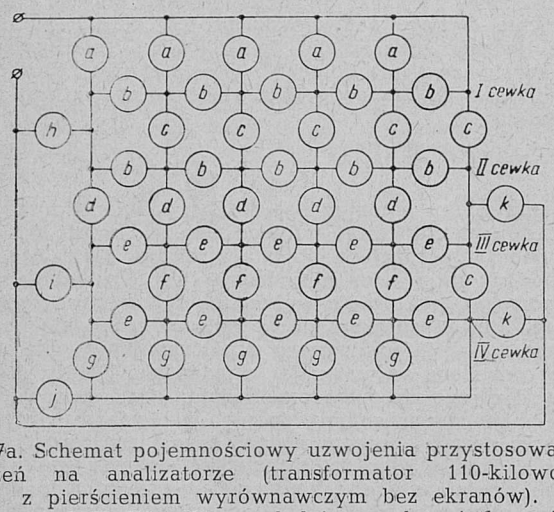
gdzie B oznacza szerokość promieniową cewki, D' — jej średnią średnicę, δ — zredukowaną do względnej przenikalności dielektrycznej oleju szerokość kanału chłodzącego, która zazwyczaj jest prawie równa rzeczywistej szerokości kanału δ_o (rys. 5a) [14]).

Współczynnik k_3 uwzględnia zwiększenie pojemności stosu przez linie sił łączące boczne powierzchnie cewek, przy czym można przyjąć

$$k_3 \cong \frac{B + 2\delta}{B}. \tag{9}$$

Wzór ten oparty jest na analogii ze wzorem stosowanym w teorii maszyn elektrycznych do zagadnień magnetycznych [16].

Współczynnik k_4 uwzględnia zwiększenie pojemności stosu przez połączenia międzycewkowe. Jak wspomniano w rozdz. 3,



Rys. 7a. Schemat pojemnościowy uzwojenia przystosowany do obliczeń na analizatorze (transformator 110-kilowoltowy z pierścieniem wyrównawczym bez ekranów).

Dla cewek I, II, III i IV uwzględniono pełną siatkę pojemnościową, pozostałe zastąpiono pojemnością wejściową j

Liczbę elementów (zwojów) cewki zredukowano do 6 (zamiast $N_z = 22 \div 30$), przeliczając pojemności a, c, d, f, g w stosunku $\frac{N_z}{6}$

a pojemności b i e w stosunku $\frac{5}{N_z - 1}$

a — pojemności zwojów pierwszej cewki względem pierścienia wyrównawczego

b, e — pojemności międzyzwojowe (C_{zw} na rys. 5b)

c, d, f — pojemności najbliższych sobie zwojów sąsiednich cewek (C_{kan} na rys. 5b)

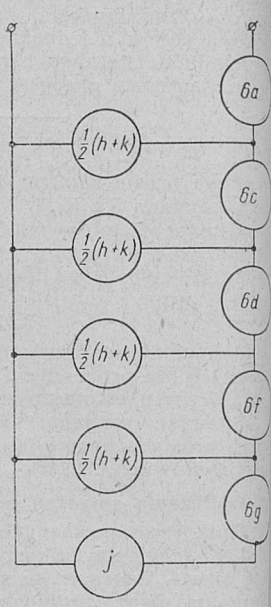
g — pojemności zwojów IV cewki względem płaszczyzny ekwipotencjalnej, oddzielającej czwartą cewkę od reszty uzwojenia

h, i — pojemności względem ziemi (poprzez uzwojenie dolnego napięcia)

k — pojemności względem kadzi

Przykład liczbowy dla transformatora 110-kilowoltowego $a = 85$; $b = 130$; $c = 51$; $d = 58$; $e = 95$; $f = 69$; $g = 138$; $h = 42$; $i = 37$; $j = 90$; $k = 10$ (wszystkie pojemności w cm)

pojęcie „pojemnościowego rozkładu napięcia" jest oparte na koncepcji traktowania poszczególnych zwojów jako zamkniętych pierścieni, nie połączonych galwanicznie z sąsiednimi. Koncepcję tę można przyjąć, gdyż niezmiernie szybki przebieg ładowania się uzwojenia po nadejściu do zacisku transformatora czoła fali prostokątnej wyklucza zakłócenie rozpływu prądów przesunięciowych w izolacji przez prądy galwaniczne (natrafiające na swej okrężnej drodze wzdłuż przewodu nawojowego na bardzo duże indukcyjności. Nie można jednak pominąć krótkich, pionowych połączeń międzycewkowych o znikomej indukcyjności: raczej należy przyjąć, iż krańcowe zwoje sąsiadujących cewek są ze sobą zwarte. Uwzględniając połączenia międzycewkowe nie można, oczywiście, nadal traktować uzwojenia jako stos krążków przewodzących: do schematu trzeba wprowadzić wszelkie sprzężenia pojemnościowe poszczególnych zwojów, a przynajmniej pojemności wzajemne sąsiadujących ze sobą zwojów jednej cewki C_{zw} oraz pojemności wzajemne najbliższych sobie zwojów sąsiednich cewek C_{kan} (rys. 5b).



Rys. 7b. Schemat pojemnościowy uproszczony do stosu krążków przewodzących, przystosowany do obliczeń rachunkowych

Obliczona dla takiego układu pojemność szeregowa jest większa niż dla zwykłego stosu krążków przewodzących. Współczynnik poprawkowy wynosi [13]

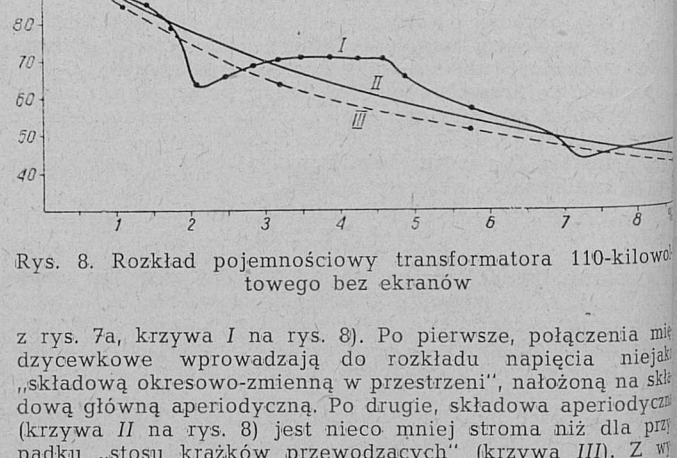
$$k_4 \cong 1 + \frac{1}{N_z} \sqrt{\frac{C_{zw}}{C_{kan}}}, \tag{10}$$

gdzie N_z oznacza liczbę zwojów jednej cewki.

Jednoczesne stosowanie współczynników k_3 i k_4 prowadzi do pozornej sprzeczności: współczynnik k_3 uwzględnia sprzężenie pojemnościowe obu bocznych powierzchni sąsiadujących cewek, natomiast współczynnik k_4—połączenia galwaniczne bocznych powierzchni. Sprzeczność jest pozorna, gdyż zwarciu na jednym końcu kanału międzycewkowego towarzyszy znaczny wzrost różnicy potencjałów na drugim końcu, wskutek czego rola strumieni bocznych prawie nie zmienia się.

Stosowanie wzoru (10) jest oparte na założeniu, że płaszczyzny przechodzące przez środki kanałów olejowych międzycewkowych są powierzchniami ekwipotencjalnymi. Na krańcach uzwojeń, a więc tam, gdzie potrzebna jest stosunkowo duża dokładność, założenie to jest oczywiście nieścisłe i prowadzi na ogół do zbyt dużych wartości k_4.

Wpływ połączeń międzycewkowych na rozkład pojemnościowy jest dwojaki, jak to wykazuje porównanie rozkładu napięcia obliczonego według koncepcji „stosu krążków przewodzących" (schemat z rys. 7b; krzywa *III* na rys. 8) z rozkładem zmierzonym na analizatorze dla „siatki pojemnościowej", w której elementami są poszczególne zwoje (schemat



I — krzywa otrzymana na analizatorze według schematu na rys. 7a

II — krzywa *I* z pominięciem składowej okresowej

III — krzywa obliczona według schematu na rys. 7

Rys. 8. Rozkład pojemnościowy transformatora 110-kilowoltowego bez ekranów

z rys. 7a, krzywa *I* na rys. 8). Po pierwsze, połączenia międzycewkowe wprowadzają do rozkładu napięcia niejako „składową okresowo-zmienną w przestrzeni", nałożoną na składową główną aperiodyczną. Po drugie, składowa aperiodyczna (krzywa *II* na rys. 8) jest nieco mniej stroma niż dla przypadku „stosu krążków przewodzących" (krzywa *III*). Z wykresu widać, że w obrębie pierwszej cewki różnice między krzywymi *III* i *II* są nieznaczne ($k_4 \cong 1$), występują natomiast wyraźnie dla dalszych cewek ($k_4 \neq 1$), co potwierdza wyżej podany pogląd, iż nierównomierność pola na krańcach uzwojeń kompensuje wpływ połączeń międzycewkowych.

[14]) Jeżeli grubość (jednostronną) izolacji zwojów oznaczyć przez Θ i przyjąć, że rozpórki zajmują r (w %) objętości kanału chłodzącego, to

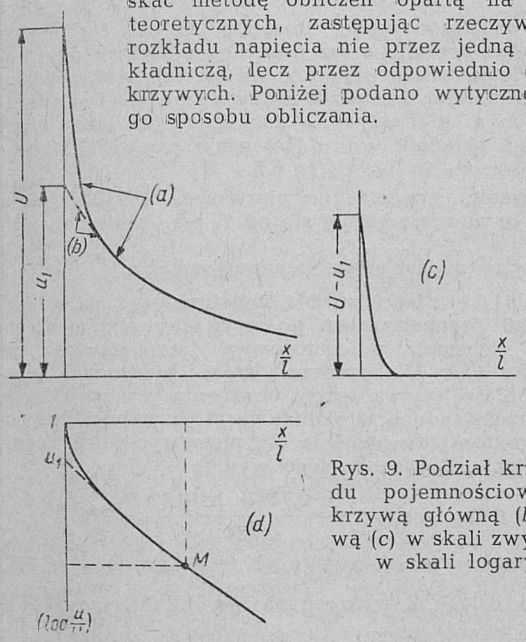
$$\delta = \frac{\delta_o}{1 + \frac{r}{100}} + \frac{2\Theta}{2} \cong \delta_o \left(1 - \frac{r}{100} + \frac{\Theta}{\delta_o}\right) \cong \delta_o.$$

Dla cewek owiniętych papierem Θ oznacza sumę grubości izolacji zwojowej i grubości owinięcia (jednostronnie).

6. Obliczanie wartości szczytowej przepięć w kanałach mięnych, kabli elektroenergetycznych i inn.).

Zagadnienie to dla modelu uzwojenia, dla którego pojemnościowy rozkład napięcia jest bardzo zbliżony do krzywej wykładniczej, rozwiązał Frid [14], a uprościli Heller i Veverka [15].

Zastosowanie metody obliczeniowej Frida do rzeczywistych transformatorów z silnie wzmocnionymi cewkami wejściowymi nastręcza jednakże duże trudności: nie jest oczywiste, czy można rzeczywistą krzywą pojemnościowego rozkładu napięcia zastąpić przez „równoważną" jej krzywą wykładniczą; jeżeli zdecydować się na tę drogę, przypadkowy i pozbawiony uzasadnienia dobór „krzywej równoważnej" czyni całe obliczenie dowolnym i nie budzącym zaufania. Można znacznie zmniejszyć tę dowolność, a jednocześnie uzyskać metodę obliczeń opartą na przesłankach teoretycznych, zastępując rzeczywistą krzywą rozkładu napięcia nie przez jedną krzywą wykładniczą, lecz przez odpowiednio dobraną parę krzywych. Poniżej podano wytyczne tego nowego sposobu obliczania.



Rys. 9. Podział krzywej rozkładu pojemnościowego (*a*) na krzywą główną (*b*) i dodatkową (*c*) w skali zwykłej, oraz (*d*) w skali logarytmicznej

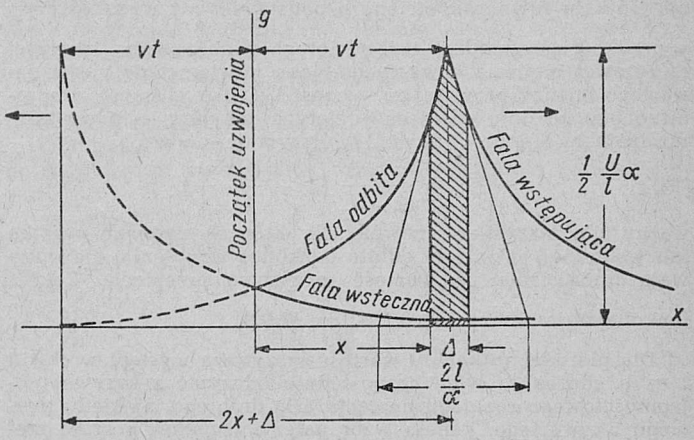
Krzywa rozkładu pojemnościowego rzeczywistych transformatorów różni się znacznie od krzywej wykładniczej na ogół tylko w swej części początkowej, obejmującej dwie lub kilka pierwszych cewek. W skali logarytmicznej rozkład pojemnościowy tylko w swym początkowym odcinku odbiega więc od linii prostej (rys. 9d). Przedłużając tę prostą do przecięcia z osią u otrzymamy wartość u_1, pozwalającą na podział krzywej rzeczywistego rozkładu pojemnościowego (rys. 9a) na „główną krzywą wykładniczą" $u_1 e^{-\alpha_1 \frac{x}{l}}$ (rys. 9b) oraz „krzywą dodatkową" (rys. 9c), mającą rzędne różne od zera tylko dla kilku pierwszych cewek. Tę krzywą dodatkową oznaczymy po prostu przez $u_2 = f(x)$.

Wykładnik α_1 można bez trudności wyznaczyć ze wzoru

$$(11) \qquad u_M = u_1 e^{-\frac{\alpha_1 x_M}{l}} \quad \text{lub} \quad \alpha_1 = \frac{\ln u_1 - \ln u_M}{\frac{x_M}{l}}$$

gdzie x_M i u_M stanowią współrzędne dowolnego punktu M rozkładu pojemnościowego w tej jego części, która w skali logarytmicznej jest linią prostą.

Przypomnijmy teraz na czym polega „metoda falowa" obliczania wartości szczytowej napięć międzycewkowych w dotychczasowym ujęciu [14, 15]. Jeżeli możemy założyć, że początkowy (pojemnościowy) rozkład napięcia jest krzywą wykładniczą $u = Ue^{-\frac{\alpha x}{l}}$, to rozkład gradientów[15]) $g = \left(\frac{du}{dx}\right)$ będzie również krzywą wykładniczą $g = \frac{\alpha U}{l} e^{-\frac{\alpha x}{l}}$. Rozkład początkowy można uważać za sumę dwóch jednakowych fal nakładających się na siebie w chwili $t = 0$ (tj. w chwili, kiedy rozkład ten został na drodze sprzężeń pojemnościowych „nagle" wytworzony przez udar prostokątny doprowadzony do zacisków). Dla $t > 0$ fale przesuwają się w przeciwnych kie-



Rys. 10. Obliczanie wartości szczytowej napięcia na kanale międzycewkowym na podstawie teorii falowej gradientu

runkach z prędkością v, właściwą ruchowi falowemu (zależną, jak wiadomo, tylko od przenikalności dielektrycznej ε i magnetycznej μ ośrodka). Jest to więc koncepcja podobna do znanej koncepcji dwu jednakowych fal wędrownych, powstających na przewodzie w miejscu uderzenia pioruna i rozchodzących się po linii długiej w obie strony.

Lecz „rozkład pojemnościowy gradientów" nie może wędrować po uzwojeniu bez przeszkód, gdyż fala idąca w lewo natrafia na początek uzwojenia, który po doprowadzeniu doń udaru prostokątnego można uważać za punkt stałego potencjału, fala zaś idąca w prawo — na uziemiony koniec uzwojenia. Od punktów tych fale odbijają się, przy czym odbicie od końca uzwojenia można pominąć przy rozpatrywaniu cewek początkowej i środkowej części uzwojenia (szczyt fali odbitej dochodzi bowiem do cewki dopiero w kilkadziesiąt mikrosekund po wystąpieniu na cewce wartości szczytowej napięcia). Fala gradientu idąca w lewo („fala wsteczna") odbija się od zacisku wejściowego nie zmieniając znaku i podąża w przeciwnym kierunku, łącznie z falą biegnącą w prawo (falą wstępującą). Ostatecznie w dowolnej chwili t w obrębie rzeczywistego uzwojenia ($0 < x < l$) na obraz wypadkowy fali gradientu składają się: figura równoramienna (której ramiona stanowią funkcje wykładnicze), przesunięta o vt od punktu wyjściowego w prawo, oraz resztka jeszcze nie odbitej fali wstecznej (rys. 10); tę resztkę fali wstecznej możemy otrzymać przesuwając na rysunku analogiczną figurę równoramienną o vt w lewo od punktu wyjściowego. Wartość chwilową napięcia na odcinku uzwojenia, którego początek ma odciętą x, a koniec odciętą $x + \Delta$, można otrzymać całkując obie figury, składające się na obraz wypadkowy rozkładu gradientów, w granicach od x do $x + \Delta$ (gdyż, oczywiście,

$$u_{x+\Delta} - u_x = \int_x^{x+\Delta} g\, dx).$$

Heller i Veverka zauważyli, iż do obliczania wartości szczytowej można całkowanie uprościć: w chwili, gdy napię-

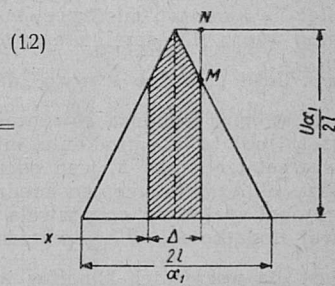
Rys. 11. Wyjaśnienie wzoru (12)

$$MN = \frac{U\alpha_1}{2l} \cdot \frac{\Delta/2}{l/\alpha_1} = \frac{U\alpha_1^2 \Delta_1}{4l^2}$$

$$u_{max} = \text{pole zakreskowane} =$$

$$= \Delta \frac{U\alpha_1}{2l} - \frac{1}{2} MN \cdot \Delta =$$

$$= \frac{\alpha_1}{2} \cdot \frac{\Delta}{l} \left(1 - \frac{\alpha_1}{4} \cdot \frac{\Delta}{l}\right) U$$



cie na odcinku Δ przechodzi przez swą wartość szczytową, wierzchołek figury biegnącej w prawo znajduje się zawsze wewnątrz rozpatrywanego odcinka uzwojenia, w przybliżeniu po środku; podstawa trójkąta utworzonego przez styczne do krzywych wykładniczych jest na ogół znacznie większa od szerokości cewki, wskutek czego pola trapezów wyznaczonych przez styczne do krzywych wykładniczych niewiele

[15]) „Gradientem" w niniejszej pracy nazwano — zgodnie z niepoprawnym, lecz rozpowszechnionym w literaturze zagranicznej, zwyczajem — składową natężenia pola wzdłuż przewodu nawojowego.

różnią się od pól, wyznaczanych przez te krzywe wykładnicze (rys. 10).

Uproszczenie powyższe prowadzi do koncepcji przesuwania trójkąta równoramiennego o podstawie $\frac{2l}{\alpha}$ i wysokości $\frac{U\alpha}{2l}$ z prędkością v wzdłuż osi odciętych i obliczania wartości szczytowej napięcia cewkowego, jako powierzchnię paska zawartego między prostymi $x = \text{const}$ i $x + \Delta = \text{const}$, a ograniczonego od dołu przez oś odciętych, od góry — przez kontur trójkąta. Tą drogą (rys. 11) otrzymuje się wzór

$$(12) \qquad \frac{u_{max}}{U} = \frac{\alpha}{2} \cdot \frac{\Delta}{l} \left(1 - \frac{\alpha}{4} \cdot \frac{\Delta}{l}\right)$$

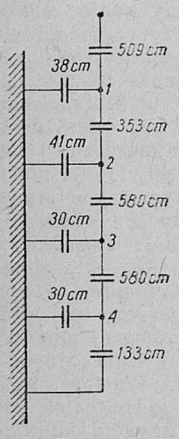
ważny dla wszystkich cewek, dla których zarówno resztka fali wstecznej, jak i fala odbita od końca uzwojenia, nie wpływają praktycznie na wartość szczytową przepięcia. Zakres ten obejmuje zazwyczaj $0{,}1 < \frac{x}{l} < 0{,}9$.

Dla pierwszego kanału wartość szczytowa wystąpi w chwili $t = 0$, można ją więc bezpośrednio odczytać z krzywej pojemnościowego rozkładu napięcia. Dla drugiego, niekiedy trzeciego i czwartego, kanału wzór należy uzupełnić resztką nieodbitej fali wstecznej. Możemy założyć, iż resztka ta jest prostokątem; podstawa tego prostokąta wynosi Δ, wysokość zaś (rzędna fali wstecznej w środku odcinka Δ) wyniesie:

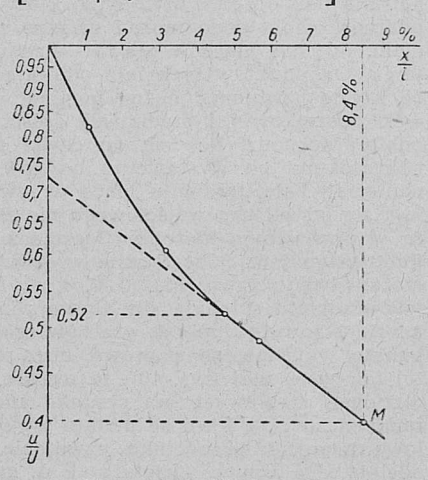
$$\frac{U\alpha}{2l} e^{-\frac{\alpha(2x+\Delta)}{l}},$$

co wyjaśnia rys. 10, dla $\frac{x}{l} < 0{,}1$ można więc stosować wzór:

$$(13) \qquad \frac{u_{max}}{u} = \frac{\alpha}{2} \cdot \frac{\Delta}{l} \left[1 - \frac{\alpha}{4} \frac{\Delta}{l} + e^{-\frac{\alpha(2x+\Delta)}{l}}\right]$$



Rys. 12



Rys. 13. Krzywa rozkładu pojemnościowego dla przykładu podanego w tekście

Całe to rozumowanie oraz wzór (13) dotyczy bez zastrzeżeń takiego rozkładu początkowego, który można zastąpić krzywą wykładniczą. Udział tej części rzeczywistego rozkładu napięcia, którą nazwaliśmy krzywą główną, w wytwarzaniu przepięć na kanałach międzycewkowych można więc obliczyć według wzoru (13), jeżeli prawą stronę równania pomnożyć przez $\frac{u_1}{U}$. Jeśli chodzi o krzywą „dodatkową", to jest ona na ogół tak stroma, iż figura równoramienna, reprezentująca wstępującą i odbitą falę gradientu, mieści się praktycznie całkowicie wewnątrz odcinka Δ, jeśli odcinek ten jest dostatecznie duży. Przy obliczaniu przepięć międzycewkowych warunek ten jest na ogół spełniony, co pozwala na stwierdzenie, iż udział krzywej dodatkowej w wytwarzaniu przepięć międzycewkowych jest dla wszystkich kanałów jednakowy i równy $1 - \frac{u_1}{U}$ [16]).

Dla uzyskania wzoru ostatecznego należy uzwględnić współczynniki tłumienia. Nie ulega wątpliwości, iż ruch fali wy — zwłaszcza stromej fali dodatkowej — jest tłumiony przez rozpraszanie energii.

Zakładając w pierwszym przybliżeniu liniowy spadek wartości szczytowej obu fal wzdłuż drogi, którą fale przebywają, i oznaczając współczynniki tłumienia przez Θ_1 i Θ_2 otrzymamy:

$$(14) \qquad \frac{u_{max}}{U} = \sigma_1 \frac{\alpha_1}{2} \frac{\Delta}{l} \left[1 - \frac{\alpha}{4} \frac{\Delta}{l} + e^{-\frac{\alpha(2x+\Delta)}{l}}\right] \frac{u_1}{U} + \sigma_2 \left(1 - \frac{u_1}{U}\right);$$

gdzie $\sigma_1 = 1 - \Theta_1 \frac{x + \frac{\Delta}{2}}{l}$, $\qquad \sigma_2 = 1 - \Theta_2 \frac{x + \frac{\Delta}{2}}{l}$.

Wartość współczynników tłumienia Θ_1 i Θ_2 można oszacować doświadczalnie przez próby na modelach o jednorodnym uzwojeniu (drugi składnik we wzorze (14) w takim uzwojeniu nie istnieje) oraz przez próby na modelach o sztucznie powiększonym pierwszym, a zmniejszonych pozostałych kanałach (drugi składnik wzoru (14) silnie przeważa). Orientacyjne wartości: $\Theta_1 \cong 0{,}2$; $\Theta_2 \cong 0{,}5$.

Przy obliczaniu przepięć na pierwszych kilku kanałach wartości σ_1 i σ_2 niewiele różnią się od 1; przy obliczeniu dalszych kanałów natomiast można pominąć wyraz $e^{-\alpha\frac{(2x+\Delta)}{l}}$.

Przykład liczbowy. Dla transformatora na 110 kV, 16 MVA przed zaopatrzeniem go w ekrany otrzymano po uproszczeniu schemat pojemnościowy przedstawiony na rys. 12; punkty *1*, *2*, *3*, *4* oznaczają środki pierwszych 4 cewek, pojemność wejściowa reszty uzwojenia wynosi 133 cm. Na rys. 13 przedstawiono w skali logarytmicznej wykres pojemnościowego rozkładu napięcia dla pierwszych 10% rozwiniętego uzwojenia. Z rysunku tego wynika:

$$\frac{u_1}{U} = 0{,}72; \qquad \alpha_1 = \frac{\ln 0{,}72 - \ln 0{,}4}{0{,}084} \cong 7{,}0.$$

Dla pierwszego kanału: $x = 0$; $\Delta = 44$ zwoje, $l = 1030$ zwojów; $\frac{\Delta}{l} = 0{,}0427$. Z wykresu na rys. 13 dla $\frac{x}{l} = 4{,}27\%$ odczytujemy $\frac{u}{U} = 0{,}52$, a więc na pierwszy kanał przypada 48% napięcia doprowadzonego.

Dla trzeciego kanału: $\frac{x}{l} = 4{,}27$; $\Delta = 60$ zwojów; $\frac{\Delta}{l} = 5{,}85\%$; $\frac{x + \frac{\Delta}{2}}{l} = 7{,}2\%$; $\sigma_1 \cong 1$; $\sigma_2 \cong (1 - 0{,}072 \cdot 0{,}5) = 0{,}96$;

$$\frac{u_{max}}{U} = 1 \cdot \frac{7}{2} \cdot 0{,}0585 \left[1 - \frac{7}{4} \cdot 0{,}0585 + e^{-7 \cdot 0{,}144}\right] 0{,}72 + 0{,}96 \cdot 0{,}28 = 0{,}185 + 0{,}265 = 0{,}45.$$

Dla jedenastego kanału $\Delta = 64$ zw. $\frac{\Delta}{l} = 6{,}25\%$, $\frac{x + \frac{\Delta}{2}}{l} \cong 0{,}5$, a więc $\sigma_1 = 0{,}9$; $\sigma_2 = 0{,}75$.

$$\frac{u_{max}}{U} = 0{,}9 \cdot \frac{7}{2} \, 0{,}0625 \left[1 - \frac{7}{4} \cdot 0{,}0625\right] 0{,}72 + 0{,}75 \cdot 0{,}28 = 0{,}12 + 0{,}21 = 0{,}33.$$

Na podstawie powyższych obliczeń można wyznaczyć przepięcia zagrażające poszczególnym kanałom podczas próby udarem uciętym, przeprowadzonej według projektu WEI normy radzieckiej ($U_u = 450 \cdot 1{,}2 \cong 550$ kV).

I) $0{,}48 \cdot 550 = 265$ kV
III) $0{,}45 \cdot 550 = 250$ kV
XI) $0{,}33 \cdot 550 = 180$ kV.

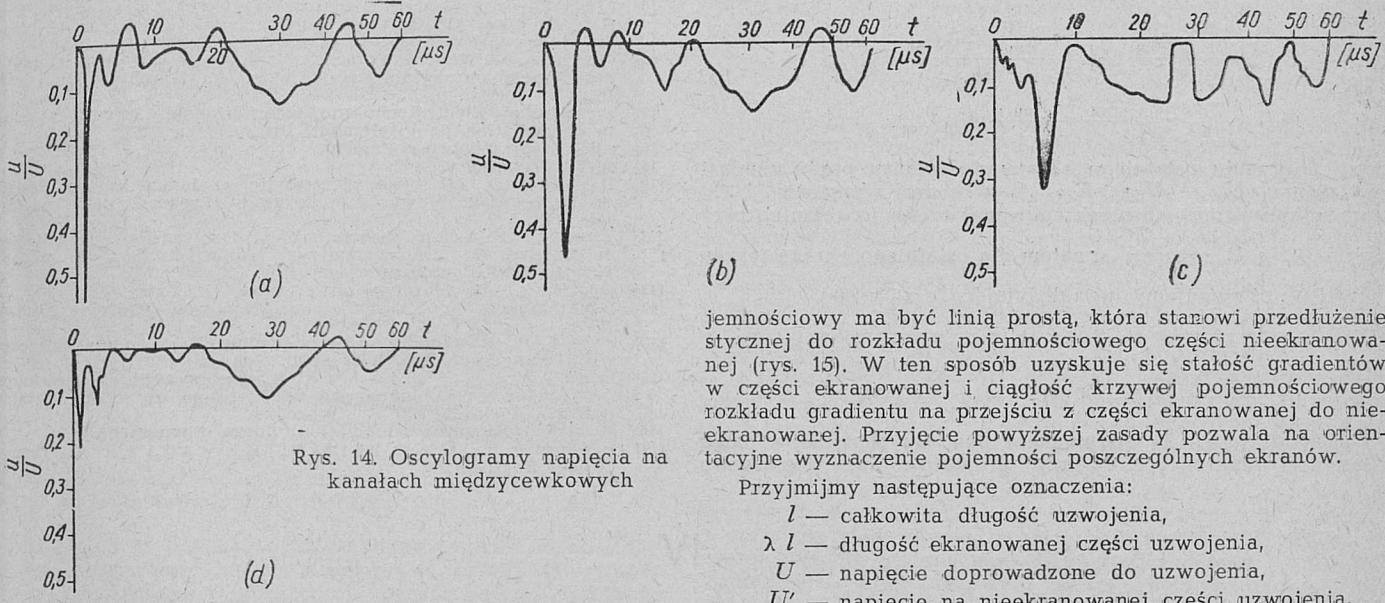
Rys. 14 przedstawia oscylogramy *a*, *b*, *c* napięcia na kanałach *I*, *III* i *XI* zarejestrowane przy udarze o czole praktycznie prostokątnym. Wartość szczytowa wynosi dla kanałów *I*, *III* i *XI*: 56%, 45%, 31% napięcia doprowadzonego.

Dla kanału *III* (i dalszych) zgodność pomiarów i obliczeń jest dobra. Natomiast na I kanale występują przepięcia o 17% większe od obliczonych. To zjawisko często (lecz nie zawsze) obserwowane na pierwszym kanale nie tłumaczy się dostatecznie teorią falową gradientu.

[16]) Suma pól fali wstępującej i fali odbitej po całkowitym odbiciu równa się sumie pól fal wstępującej i wstecznej w chwili $t = 0$, a więc $(\int_0^{\Delta} f'(x)dx) = f(0) - f(\Delta)$; jeśli krzywa jest bardzo stroma, to $f(\Delta) \cong 0$; $f(0) = 1 - u_1$.

Można wysunąć, oczywiście, wiele różnych zastrzeżeń co do poprawności proponowanej metody. Oporność falowa uzwojenia z cewkami wzmacnianymi nie jest stała, nieuniknione są więc częściowe odbicia fal. Pominięto „składową okresową" pojemnościowego rozkładu napięcia (rys. 8); być może wpływa ona na zwiększenie napięcia na cewce wejściowej.

Obliczenie przeprowadza się dla udaru prostokątnego, zakładając, że wartość szczytowa przepięć międzycewkowych jest przy tym taka sama, jak przy próbie udarem uciętym. W rzeczywistości przy udarze uciętym występują na zaciskach transformatora po ucięciu dodatkowe drgania tłumione o bardzo wysokiej częstotliwości, a ponadto istnieje możliwość



Rys. 14. Oscylogramy napięcia na kanałach międzycewkowych

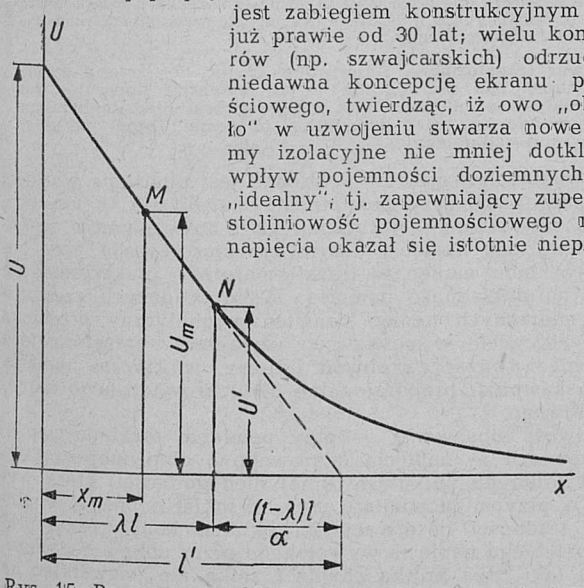
interferencji przepięć pochodzących od czoła udaru z przepięciami pochodzącymi od ucięcia.

Liczba upraszczających założeń koniecznych do obliczeń wskazuje wyraźnie na przewagę doświadczalnych i półdoświadczalnych (modele) metod rozwiązywania zagadnienia przepięciowego.

Jak skutecznie można obniżyć przepięcia przez zastosowanie ekranów częściowych, dowodzi oscylogram na rys. 14d wykonany na kanale *I* po założeniu ekranów.

7. Ogólne wytyczne obliczania ekranów.

Kompensacja szkodliwego wpływu pojemności doziemnych przez ekrany przyłączone do zacisku wejściowego uzwojenia jest zabiegiem konstrukcyjnym znanym już prawie od 30 lat; wielu konstruktorów (np. szwajcarskich) odrzucało do niedawna koncepcję ekranu pojemnościowego, twierdząc, iż owo „obce ciało" w uzwojeniu stwarza nowe problemy izolacyjne nie mniej dotkliwe niż wpływ pojemności doziemnych. Ekran „idealny", tj. zapewniający zupełną prostoliniowość pojemnościowego rozkładu napięcia okazał się istotnie niepraktyczny (ekran ten obejmował całe uzwojenie na kształt dzwona [17]. Na dolnych częściach ekranu występowały względem uzwojenia napięcia tego samego rzędu, co napięcia na izolacji



Rys. 15. Poprawny rozkład pojemnościowy napięcia transformatora o ekranowaniu częściowym

głównej; natomiast wpływ tych właśnie najkosztowniejszych części ekranu na zmniejszanie przepięć na izolacji wzdłużnej okazał się nikły. Rychło zarzucono więc koncepcję ekranu idealnego, zadowalając się ekranowaniem tylko niewielkiej części uzwojenia. W transformatorach najwyższych napięć stosowane jest obecnie bardzo skąpe ekranowanie. Konstruktorzy radzieccy ekranują np. przy 110 kV tylko pierwszych 5—6 cewek. Tę samą zasadę przyjęto w polskim przemyśle transformatorowym. Również szwedzkie transformatory 400-kilowoltowe mają ekrany tylko na pierwszych kilku cewkach.

Obliczanie ekranów częściowych można oprzeć na następującej prostej zasadzie: w części ekranowanej rozkład pojemnościowy ma być linią prostą, która stanowi przedłużenie stycznej do rozkładu pojemnościowego części nieekranowanej (rys. 15). W ten sposób uzyskuje się stałość gradientów w części ekranowanej i ciągłość krzywej pojemnościowego rozkładu gradientu na przejściu z części ekranowanej do nieekranowanej. Przyjęcie powyższej zasady pozwala na orientacyjne wyznaczenie pojemności poszczególnych ekranów.

Przyjmijmy następujące oznaczenia:

l — całkowita długość uzwojenia,

λl — długość ekranowanej części uzwojenia,

U — napięcie doprowadzone do uzwojenia,

U' — napięcie na nieekranowanej części uzwojenia,

C', K' — pojemności doziemne poszczególnych cewek i pojemności międzycewkowe w części nieekranowanej uzwojenia

α — wykładnik pojemnościowego rozkładu napięcia w części nieekranowanej ($\alpha = \sqrt{C'/K'}$),

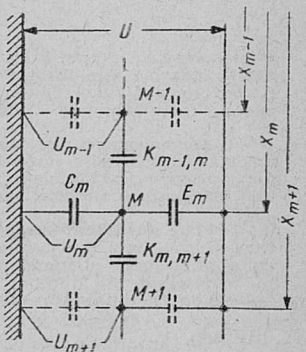
C_w — pojemność wejściowa nieekranowanej części uzwojenia,

X_m, U_m — współrzędne środka dowolnej cewki M w ekranowanej części uzwojenia (rys. 15),

C_m — pojemność doziemna cewki M,

$K_{m-1,m}$, $K_{m,m+1}$ — pojemności cewki M względem sąsiednich cewek, M—1 oraz M+1,

E_m — pojemność ekranu cewki M względem cewki M.



Rys. 16. Schemat obliczeniowy transformatora ekranowanego

Podstyczna rozkładu napięcia na pograniczu części ekranowanej i nieekranowanej, jako podstyczna krzywej wykładniczej, ma wartość $\frac{l-\lambda l}{\alpha}$ (gdyż $l - \lambda l$ jest długością nieekranowanej części uzwojenia).

Oznaczmy (rys. 15):

$$\lambda l + \frac{l-\lambda l}{\alpha} = l'. \tag{15}$$

Z bilansu prądu (II prawo Kirchhoffa) dla punktu M (rys. 16) otrzymujemy [17])

$$(U - U_m) E_m = U_m C_m + (U_m - U_{m+1}) K_{m,m+1} - (U_{m-1} - U_m) K_{m-1,m},$$

[17]) Do obliczania udarowego rozkładu napięcia na podstawie schematów, w których występują wyłącznie pojemności, można, oczywiście, stosować prawa podstaw elektrotechniki ważne dla napięcia okresowo-zmiennego.

a więc:

$$E_m = \frac{U_m}{U - U_m} C_m + \frac{U_m - U_{m+1}}{U - U_m} K_{m,m+1} - \frac{U_{m-1} - U_m}{U - U_m} K_{m-1,m},$$

lecz z podobieństwa trójkątów (rys. 15):

$$\frac{U_m}{U} = \frac{l' - x_m}{l'}; \quad \frac{U_{m-1}}{U} = \frac{l' - x_{m-1}}{l'}; \quad \frac{U_{m+1}}{U} = \frac{l' - x_{m+1}}{l'},$$

a zatem

$$E_m = \frac{l' - x_m}{x_m} C_m + \frac{x_{m+1} - x_m}{x_m} K_{m,m+1} - \frac{x_m - x_{m-1}}{x_m} K_{m-1,m}. \quad (16)$$

Przy obliczaniu ostatniego ekranu do bilansu prądu zamiast wyrażenia $(U_m - U_{m+1}) K_{m,m+1}$ wchodzi wyrażenie $U' C_w$ (prąd dopływający do nieekranowanej części uzwojenia), przy czym $U' = U \frac{l' - l}{l'}$, a zatem dla ostatniego ekranu (ekran cewki N) otrzymujemy (uwzględniając, że $x_n = \lambda l$)

$$E_n = \frac{U'}{U - U'} (C_w + C_n) - \frac{x_n - x_{n-1}}{x_n} K_{n-1,n} = \frac{l' - \lambda l}{\lambda l} (C_w + C_n) - \frac{\lambda l - x_{n-1}}{\lambda l} K_{n-1,n}. \quad (17)$$

Wartości E_m i E_n otrzymane z powyższych wzorów mogą stanowić punkt wyjścia przy projektowaniu; stosunkowo znaczne odchylenia od tych wartości — przy zachowaniu zgodnego z wzorami (16) i (17) charakteru zależności $E_m = f(x_m)$ — nie wpływają w sposób zasadniczy na efekt ekranowania. Wzory (16) i (17) nie krępują więc zbytnio konstruktora przy rozwiązywaniu zagadnienia izolacji ekranu od uzwojenia i projektowaniu szczegółów wykonawczych.

LITERATURA

[1] Pichon M. Paramètres influençant les prix des grands transformateurs à haute tension (CIGRÉ, 1950, ref. 126)
[2] Sirotinski L. Tiechnika wysokich napriażenij, cz. II (Goseniergoizdat, 1954)
[3] American Standard Association. Standard C. 37. 22
[4] Sapożnikow A. W. Konstruirowanje transformatorow
[5] Langlois Berthelot, Neuve Église, Kohn Renaudin. Contribution expérimentale à l'étude de l'isolation des transformateurs (CIGRÉ, 1950, ref. 144)
[6] Roth A. W. Neuere Forschungsergebnisse auf dem Gebiete der Ueberspannungsableiter (Elektr. u. Maschinenbau, 1953, 107)
[7] Commission Électrotechnique Internationale. Directives pour la coordination de l'isolement. Projet. Mars, 1953
[8] PNE. Projekt normy E 06040
[9] PNE. Norma E 05001
[10] Donald D. Mc. The electrolytic analogue in the design of high-voltage power transformers (Proceed. of I. E. E., 1953, II)
[11] Abetti P. A. La détermination des tensions transitoires au moyen de transformateurs expérimentaux de modèle réduit (CIGRÉ, 1952, ref. 131)
[12] Dubicki B. Maszyny elektryczne, t. I, str. 83
[13] Bułgakow N. Rasczot transformatorow (Goseniergoizdat, 1950)
[14] Frid E. Rasczot impulsnych gradientow w mnogokatuszeczonych obmotkach (Elektriczestwo, 1950, 9)
[15] Heller B., Veverka A. Les contraintes électriques crées dans un bobinage par une tension de choc unitaire (CIGRÉ, 1952, ref. 142)
[16] Electrical Research Association. Surge Phenomena
[17] Blume T., Camilli G., Boyajian A. Transformer Engineering

IV

MGR INŻ. WŁADYSŁAW LECH
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych i jego zastosowanie do badania transformatorów

621.314.001.2:621.317.75:621.3.015.3

Treść. Opis konstrukcji i działania zaprojektowanego i zbudowanego przez autora — pierwszego w Polsce oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych, w szczególności przy badniu zjawisk udarowych w transformatorach i maszynach elektrycznych. Szczegółowa analiza dokładności pomiarów przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych oraz wytyczne do zmniejszenia błędów pomiarowych. Opis szeregu dalszych zastosowań tego oscylografu w różnych dziedzinach elektrotechniki i radiotechniki.

Осциллограф для записи многократных импульсов и его применение для испытания трансформаторов. Описана конструкция и способ действия построенного автором осциллографа для записи многократных импульсов, в особенности при исследовании ударных явлений в трансформаторах и электрических машинах. Подробный анализ точности измерения при помощи этого осциллографа и указания, как можно уменьшить погрешность. Описание ряда дальнейших применений осциллографа в различных областях электротехники и радиотехники.

The recurrent-surge oscillograph and its application for examining power transformers. Description of the design and operation of the first Polish-built recurrent-surge oscillograph designed by the author. The oscillograph is an essential apparatus for examining surge phenomena in transformers and electric machines. Detailed analysis of measurement accuracy and recommendations for curtailing the number of errors in measurement. The article contains, moreover, a brief description of certain other purposes for which the apparatus described can be used in the various fields of electro- and radiotechnics.

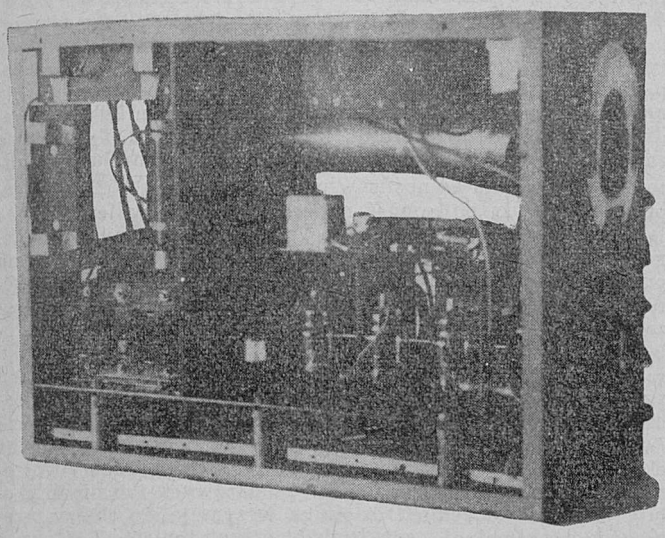
1. Wstęp.

Jednym z podstawowych wymagań, które powinien spełniać transformator pracujący w sieci elektrycznej, jest to, aby wytrzymywał przepięcia, mogące występować na jego izolacji. Dlatego konstruktor projektujący transformatory powinien znać wartości zarówno przepięć, które mogą wystąpić na zaciskach transformatora, jak i wywołanych przez nie przepięć wewnątrz uzwojeń. Pierwsze wartości zależą od zastosowanej ochrony odgromowej i są podane w normach na koordynację izolacji, drugie wartości zależą od konstrukcji transformatora i dla każdej nowej konstrukcji powinny być obliczone lub zmierzone. Obliczanie rozkładu napięć, wywołanego przez falę udarową wewnątrz uzwojeń transformatora, jest bardzo żmudne i mało dokładne, konieczne więc są pomiary. Powinny one być dokonywane w układzie, który by możliwie wiernie odtwarzał rzeczywiste warunki zagrożenia transformatora w eksploatacji. Jednak pomiar rozkładu napięć przy wysokim napięciu zbliżonym do takiego, jakie może powstać na uzwojeniu transformatora przy jego pracy w sieci elektrycznej, nie jest rzeczą łatwą. Istnieją trudności przy wytwarzaniu i pomiarze wysokich napięć oraz przy obserwacji na oscylografie przebiegu napięcia wytworzonego przez pojedynczy udar; istnieje również duże niebezpieczeństwo uszkodzenia izolacji transformatora przy tego rodzaju pomiarach.

Z powyższych względów potrzebne jest obniżanie wartości napięć udarowych przy pomiarach. Okazało się to możliwe. Zarówno rozważania teoretyczne, jak i doświadczenia wykazały, że wartość napięcia udarowego stosowanego przy pomiarze rozkładu napięć w transformatorze praktycznie nie wpływa na dokładność pomiaru. Wskutek dużych częstotliwości mierzonych napięć strumień magnetyczny przebiega niemal całkowicie w powietrzu, uzwojenie transformatora można więc uważać za obwód liniowy, w którym napięcia i prądy są wprost proporcjonalne do doprowadzonego napięcia udarowego.

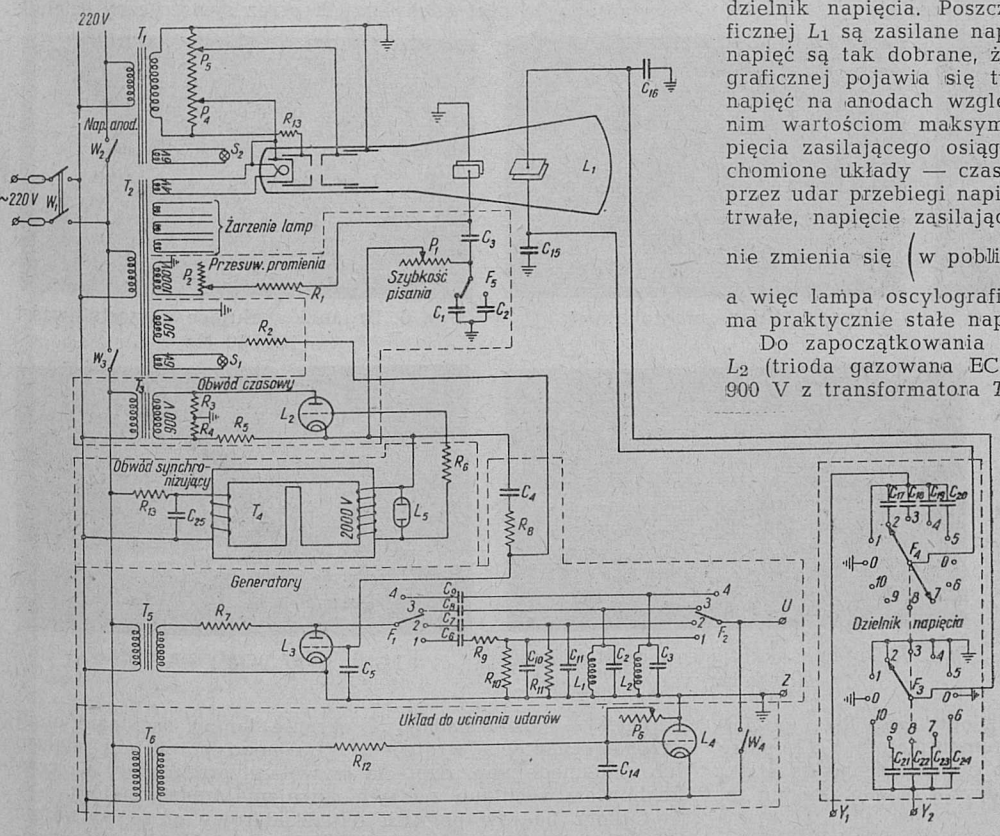
Możliwość stosowania — przy pomiarze rozkładu napięć w uzwojeniach — napięcia udarowego o obniżonej amplitudzie pozwoliła na uniknięcie innej niedogodności, która występuje w przypadku pomiaru przy wysokim napięciu, a mianowicie trudności obserwacji na ekranie lampy oscylograficznej przebiegu napięcia wywołanego przez udar pojedynczy. Przebieg taki trwa krótką chwilę i znika nie pozwalając na zaobserwowanie większej liczby szczegółów, konieczne jest więc fotografowanie poszczególnych przebiegów, wywoływanie filmów, wykonywanie pozytywów. Utrudnia to w dużym stopniu dokonywanie pomiarów i znacznie przedłuża ich czas. Przy stosowaniu udarów o niskiej wartości można je powtarzać periodycznie w równych odstępach czasu. Obrazy prze-

biegów wywołanych przez poszczególne udary nakładają się na siebie na ekranie lampy oscylograficznej. Jeżeli czas między kolejnymi udarami jest dostatecznie mały, na ekranie powstaje nieruchomy, wyraźny obraz badanego przebiegu. Wytwarzanie powtarzających się okresowo udarów (udarów wielokrotnych) daje się zrealizować przez zsynchronizowanie generatora udarów z napięciem okresowo zmiennym o odpowiedniej częstotliwości (np. z napięciem sieci zasilającej). Nie-



Rys. 1. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych zbudowany w Instytucie Elektrotechniki (obudowa zdjęta)

ruchomy obraz badanego przebiegu na ekranie można wygodnie obserwować, można obserwować zmiany, którym on ulega przy zmianach konstrukcji transformatora, można go również łatwo fotografować dysponując dowolnie długim czasem ekspozycji. Natomiast przy wysokim napięciu udarowym



Rys. 2. Schemat oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych

metoda udarów wielokrotnych nie może być stosowana, ponieważ poszczególne udary doprowadzane do transformatora mogą osłabić jego izolację i w konsekwencji doprowadzić do jej zniszczenia.

Przyrząd stosowany do badania zjawisk udarowych, w którym wykorzystuje się metodę udarów wielokrotnych o niskiej amplitudzie, nazywa się oscylografem do zapisu udarów wielokrotnych (oscyłoskop dla registracji impulsow; recurrent surge oscillograph; oscillographe à récurrence).

Pierwsze oscylografy tego typu były zbudowane już w 1936 r. [9, 16]. Większe zainteresowanie wzbudziły te przyrządy dopiero ok. 1949 r. Od tego czasu zainteresowanie to ciągle wzrasta i dziedzina zastosowań oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych ciągle się rozszerza. W Polsce pierwszy oscylograf tego typu (rys. 1) został zaprojektowany i zbudowany przez autora w Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki w 1950 r. Obecnie są dwa takie oscylografy; drugi — zbudowany dla Zakładu Wysokich Napięć Politechniki Warszawskiej — jest stosowany do celów dydaktycznych.

Konstrukcja oscylografu jest częściowo oparta na rozwiązaniach zagranicznych, częściowo jest oryginalnym rozwiązaniem autora. Przy projektowaniu oscylografu postawiono sobie jako główny cel zbudowanie przyrządu o dużej dokładności pomiaru oraz o możliwie prostej konstrukcji. Oscylograf zbudowany w Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki, choć jest w konstrukcji znacznie prostszy od wielu rozwiązań zagranicznych, nie ustępuje im pod względem dokładności pomiaru i zakresu zastosowań.

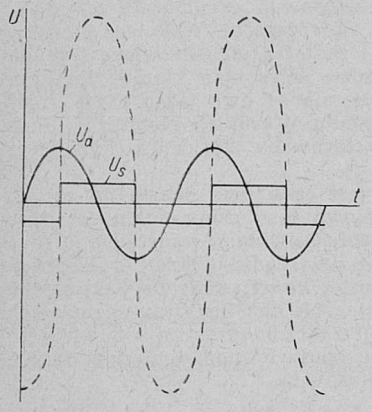
2. Konstrukcja oscylografu.

Dużym uproszczeniem konstrukcji tego oscylografu było zasilenie wszystkich jego obwodów napięciem zmiennym o 50 Hz. Pozwoliło to nie tylko na uniknięcie budowy układów prostowniczych, ale i na znacznie prostsze rozwiązanie poszczególnych obwodów przyrządu.

Zasada działania oscylografu widoczna jest ze schematu na rys. 2. Przyrząd składa się z dwóch zasadniczych części: z części oscylograficznej i części generatorowej. Część oscylograficzna obejmuje: lampę oscylograficzną wraz z układem zasilającym, układ czasowy i układ synchronizujący. Część generatorowa zawiera: generator udarów normalnych, generator udarów „prostokątnych", dwa generatory częstotliwości skalujących, układ do ucinania udarów oraz pojemnościowy dzielnik napięcia. Poszczególne elektrody lampy oscylograficznej L_1 są zasilane napięciem zmiennym o 50 Hz. Wartości napięć są tak dobrane, że promień na ekranie lampy oscylograficznej pojawia się tylko wtedy, gdy chwilowe wartości napięć na anodach względem katody stają się bliskie dodatnim wartościom maksymalnym. W chwili, gdy wartość napięcia zasilającego osiąga wartość maksymalną, zostają uruchomione układy — czasowy i udarowy. Ponieważ wywołane przez udar przebiegi napięcia na badanym obiekcie są krótkotrwałe, napięcie zasilające w czasie ich trwania praktycznie nie zmienia się $\left(\text{w pobliżu wartości maksymalnej } \frac{du}{dt} = 0\right)$, a więc lampa oscylograficzna w czasie rejestracji przebiegów ma praktycznie stałe napięcie zasilania.

Do zapoczątkowania przebiegu czasowego służy tyratron L_2 (trioda gazowana EC 50) zasilany napięciem zmiennym 900 V z transformatora T_3 o przekładni 220/900 V. Aby przebieg promienia wzdłuż osi czasowej był symetryczny względem środka ekranu, zaciski uzwojenia wtórnego transformatora T_3 połączono z ziemią przez oporniki R_3 i R_4 o jednakowej oporności. Gdy w czasie dodatniego półokresu potencjał anody tyratronu L_2 osiągnie wartość maksymalną równą $+ 450 \cdot \sqrt{2}$ V następuje zapłon tyratronu i potencjał jego katody zmienia się skokiem od wartości $- 450 \sqrt{2}$ V do wartości $+ 450 \cdot \sqrt{2}$ V. Połączony z katodą kondensator C_1 (lub C_2) naładowany do potencjału $-450 \cdot \sqrt{2}$ V rozładowuje się przez oporność P_1, lampę L_2 i oporność R_3 do potencjału 0, a następnie ładuje się do potencjału $+ 450 \cdot \sqrt{2}$ V. Napięcie na kondensatorze C_1 (lub C_2), doprowadzone przez kondensator sprzęgający C_3 do płyt czasowych lampy oscylograficznej, wywołuje przesunięcie się promienia wzdłuż osi czasowej. Koniec osi czasowej znajduje się poza ekranem

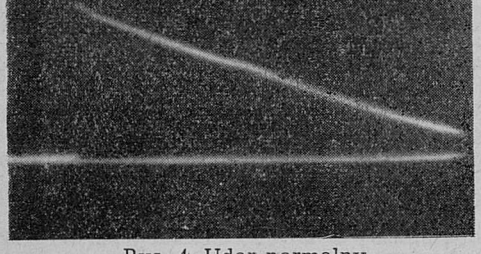
lampy oscylograficznej. Po nakreśleniu osi czasowej następuje bardzo powolny (trwający jeden okres, tj. 0,02 s) powrót promienia zgodnie ze zmianą napięcia sieci. Powrót ten nie jest już jednak widoczny, ponieważ wskutek zmniejszenia się chwilowej wartości napięcia, zasilającego lampę oscylograficzną, promień gaśnie. Gdy pojawi się ponownie, jest już po przeciwnej stronie ekranu. Wskutek użycia napięcia zmiennego do zasilania lampy oscylograficznej uniknięto konieczności stosowania specjalnego układu do wygaszania promienia podczas jego powrotu do położenia początkowego. Szybkość pisania osi czasowej można zmieniać w szerokich granicach w sposób ciągły przez zmianę oporności P_1 oraz skokiem przez włączenie pojemności C_1 lub C_2. Przy użyciu takiego układu można zmieniać czas pisania osi czasowej w granicach od 1 do 1000 μs (co odpowiada szybkości zapisu od 100 do 0,1 km/s). Przy pomocy potencjometru P_2 można zmieniać w kierunku poziomym położenie obrazu na ekranie.



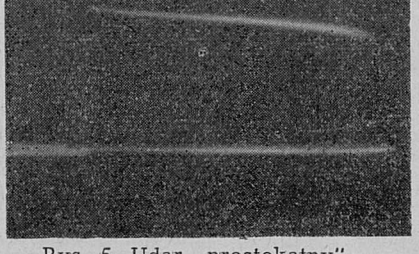
Rys. 3. Wykres chwilowych wartości napięcia na anodzie U_a i na siatce tyratronu L_3 U_s

Aby zapłon tyratronu L_2 następował zawsze w tej samej chwili dodatniego półokresu napięcia sieci (w pobliżu jego wartości maksymalnej), a więc aby poszczególne przebiegi dokładnie nakładały się na siebie, zastosowano sterowanie zapłonu przy pomocy dodatnich impulsów napięcia zjawiających się na siatce tyratronu w chwili, gdy napięcie na tej lampie osiągnie swą dodatnią wartość maksymalną. Impulsy takie wytwarzane są przez układ synchronizujący, złożony z transformatora rozproszeniowego T_4 o przekładni 220/2500 V oraz neonówki L_5 w obwodzie wtórnym tego transformatora. Gdy chwilowa wartość napięcia w obwodzie wtórnym transformatora rozproszeniowego osiągnie $\pm 100 \cdot \sqrt{2}$ V, następuje zapłon neonówki; kształt napięcia na zaciskach neonówki jest zbliżony do prostokątnego. Wskutek dużej wartości indukcyjności rozproszenia transformatora napięcie na zaciskach neonówki jest opóźnione w fazie w stosunku do napięcia zasilania prawie o 90^0 (rys. 3). Dokładne nastawienie różnicy faz na wartość 90^0 (lub więcej) jest możliwe przy pomocy układu złożonego z oporności R_{13} i pojemności C_{25} w obwodzie pierwotnym transformatora T_4. Impulsy napięcia z układu synchronizującego doprowadzone do siatki sterującej tyratronu L_2 ustalają z precyzją chwilę zapłonu tej lampy.

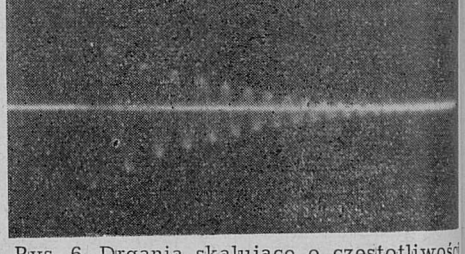
Z układem czasowym sprzężony jest układ udarowy. W układzie tym znajdują się: 1) generator udarów normalnych o kształcie 1/50 μs złożony z pojemności C_6, oporności rozładowującej R_{10}, oporności tłumiącej R_9 i pojemności dodatkowej C_{10} (dla otrzymania odpowiedniej długości czoła udaru); 2) generator udarów „prostokątnych" o kształcie 0,1/500 μs utworzony przez pojemność C_7, oporność rozładowującą R_{11} i pojemność dodatkową C_{11}; 3) generator drgań tłumionych o częstotliwości 100 000 Hz złożony z pojemności C_8 oraz układu indukcyjność L_1-pojemność C_{12}; 4) generator drgań tłumionych o częstotliwości 50 000 Hz złożony z pojemności C_9 oraz układu indukcyjność L_2—pojemność C_{13}. Zależnie od położenia przełącznika F_1-F_2 włączona do obwodu udarowego pojemność (C_6, C_7, C_8 lub C_9) ładuje się z transformatora T_5 o przekładni 220/900 V do napięcia $+ 900 \cdot \sqrt{2}$ V. W tym momencie na siatce sterującej tyratronu L_3 połączonej przez kondensator sprzęgający C_4 i oporność R_8 z katodą tyratronu L_2 zjawia się dodatni impuls wywołany przez zapłon lampy L_2 i zapala lampę L_3. Aby zapłon lampy L_3 nie nastąpił za wcześnie (przed zapłonem tyratronu L_2) doprowadzono do jej siatki sterującej z transformatora T_2 napięcie zmienne 50 V w ten sposób, aby w chwili zapłonu lampy wartość tego napięcia wynosiła w przybliżeniu $-50 \cdot \sqrt{2}$ V. Po zapłonie lampy L_3 pojemność generatora rozładowuje się przez lampę L_3 oporność rozładowująca, jeśli załączony jest generator udarów (położenie *1* lub *2* przełącznika F_1-F_2) lub przez indukcyjność układu drgań, jeśli załączony jest generator drgań (położenie *3* lub *4* przełącznika F_1-F_2). Między zaciskami wyjściowymi *U* (udar) i Z (ziemia) obwodu udarowego pojawia się więc, zależnie od położenia przełącznika F_1-F_2, jeden z udarów podanych na rys. 4 i 5 lub jedno z drgań skalujących podanych na rys. 6 i 7. Łącząc zacisk *U* z zaciskiem płyty odchyłowej Y_1 i ustawiając dzielnik napięcia F_3-F_4 w jednym z położeń *1, 2, 3, 4* lub *5* otrzymuje się na ekranie lampy oscylograficznej obrazy przebiegów wytworzonych przez układ udarowy (napięć udarowych lub drgań skalujących). W położeniu *1* dzielnika otrzymuje się obrazy przebiegów o normalnej amplitudzie, w położeniach *2, 3, 4* i *5* obrazy o coraz mniejszych amplitudach. Przy położeniach *1... 5* dzielnika F_3-F_4 (położenia, przy których płyta odchyłowa Y_2 jest bezpośrednio uziemiona) można obserwować na ekranie lampy oscylograficznej napięcia względem ziemi (udary lub drgania wytwarzane przez obwód udarowy, napięcia względem ziemi powstające w poszczególnych punktach uzwojenia transformatora pod wpływem przyłożonego udaru). Przy położeniach *6... 10* dzielnika F_3-F_4 (badane napięcia są wtedy przyłączone do płyt odchyłowych przez symetryczny dzielnik napięcia) można badać na ekranie lampy oscylograficznej przebiegi napięcia względem dowolnego potencjału (stałego lub zmiennego), np. napięcia wywołane przez udary na cewkach, warstwach lub zwojach uzwojenia transformatora.



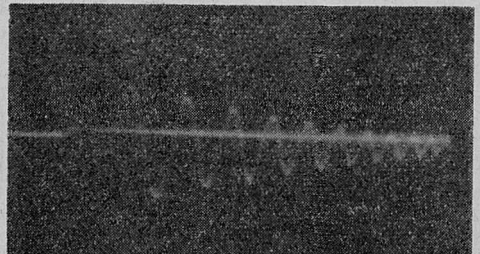
Rys. 4. Udar normalny



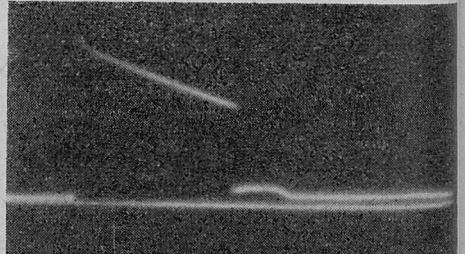
Rys. 5. Udar „prostokątny"



Rys. 6. Drgania skalujące o częstotliwości 100 000 Hz



Rys. 7. Drgania skalujące o częstotliwości 50 000 Hz



Rys. 8. Udar ucięty na grzbiecie

Oprócz udarów pełnych układ udarowy może wytwarzać udary ucięte. Przez zamknięcie wyłącznika W_4 napięcie z generatora udarów doprowadza się do katody tyratronu L_4; anoda tyratronu jest uziemiona. Napięcie udarowe powstające między katodą i anodą lampy L_4 ładuje pojemność C_{14} przez oporność regulowaną P_6; na siatce sterującej lampy L_4 zjawia się potencjał, którego wartość zależy od chwilowej wartości napięcia udarowego między anodą i katodą oraz od stałej

czasu P_6 C_{14}. Do siatki sterującej doprowadzone jest również napięcie — $50 \cdot \sqrt{2}$ V z uzwojenia wtórnego transformatora T_6. Ponieważ udary wytwarzane przez generatory oscylografu są ujemne, przy pewnej wartości chwilowej napięcia między katodą i anodą powstaje zapłon tyratronu L_4 i zwarcie obwodu udarowego, a więc ucięcie udaru. Miejsce ucięcia można nastawiać przez zmianę oporności P_6, to znaczy przez zmianę czasu ładowania pojemności C_{14}. Układ pozwala na otrzymywanie udarów uciętych w dowolnym punkcie na czole lub grzbiecie (rys. 8).

3. Zastosowanie oscylografu do badania transformatorów.

Przepięcia pojawiające się podczas wyładowań atmosferycznych na zaciskach transformatora pracującego w sieci elektrycznej nie rozkładają się w jego uzwojeniu w sposób równomierny. W bardzo krótkim czasie od chwili dojścia fali udarowej do zacisków uzwojenia (w czasie ok. 0,1 μs) wytwarza się w uzwojeniu tzw. początkowy rozkład napięcia uwarunkowany głównie przez rozkład pojemności poszczególnych elementów uzwojenia względem siebie oraz względem uziemionych części transformatora. Początkowy rozkład napięcia tym więcej odbiega od rozkładu równomiernego (końcowego rozkładu napięcia), im większą wartość ma stosunek pojemności uzwojenia względem ziemi (pojemności doziemnej C_z) do pojemności międzycewkowej uzwojenia (pojemności szeregowej C_s). Miarą „nierównomierności" początkowego rozkładu napięcia jest wartość współczynnika $\alpha = \sqrt{C_z/C_s}$.

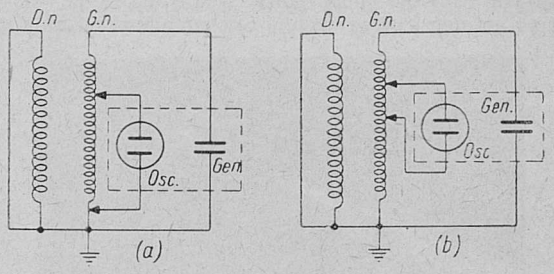
Po utworzeniu się początkowego rozkładu napięcia pojemności doziemne i szeregowe rozładowują się przez przewody uzwojenia. Jest to okres przebiegów wyrównawczych, trwający zwykle kilkaset μs i stanowiący przejście od początkowego rozkładu napięcia do równomiernego rozkładu końcowego. Przejście to następuje przez szereg drgań, ponieważ rozładowanie pojemności odbywa się przez indukcyjności uzwojenia. Wskutek istnienia stosunkowo dużej oporności czynnej (wielokrotnie zwiększonej wskutek naskórkowości występującej przy dużej częstotliwości przebiegów) oraz upływności uzwojenia drgania ulegają stopniowo stłumieniu i rozkład napięcia przechodzi w jednostajny rozkład końcowy. Zarówno w czasie tworzenia się początkowego rozkładu napięcia, jak i w okresie przebiegów wyrównawczych na poszczególnych elementach uzwojenia (cewkach, warstwach, zwojach) mogą powstać znaczne przepięcia, przewyższające niekiedy 30-krotnie wartości napięć, które powstałyby na tych elementach po doprowadzeniu do uzwojenia napięcia wolnozmiennego (np. 50 Hz) o tej samej wartości szczytowej, co napięcie udarowe.

Na elementach w początkowej części uzwojenia największe przepięcia powstają zwykle w czasie formowania się początkowego rozkładu napięcia, na elementach w dalszej części uzwojenia — w okresie przebiegów wyrównawczych. Wartość przepięć powstających na poszczególnych elementach uzwojenia jest tym większa, im więcej początkowy rozkład napięcia różni się od rozkładu końcowego, a więc im większą wartość osiąga współczynnik $\alpha = \sqrt{C_z/C_s}$. Przy projektowaniu transformatorów należy dążyć do osiągnięcia możliwie małej wartości przepięć powstających w uzwojeniu podczas wyładowań atmosferycznych, a więc możliwie małej wartości współczynnika α. Osiąga się to różnymi sposobami konstrukcyjnymi. W przemyśle krajowym stosuje się ekrany elektrostatyczne na początkowych cewkach uzwojenia (w Zakładzie M-3) lub krzyżowanie zwojów w cewkach (w Zakładzie M-1). Zmniejszenie wartości przepięć powstających w transformatorach przy wyładowaniach atmosferycznych nie tylko zwiększa pewność pracy transformatora w sieci, ale często zmniejsza znacznie koszt transformatora, pozwalając na zastosowanie mniej obfitej izolacji.

Aby umożliwić opracowanie konstrukcji transformatora dającej możliwie małe wartości przepięć przy wyładowaniach atmosferycznych, konieczna jest znajomość zarówno początkowego rozkładu napięć, jak i napięć powstających przy przebiegach wyrównawczych. Początkowy rozkład napięć daje wskazówki, jakie zmiany konstrukcyjne należy wprowadzić, aby rozkład ten polepszyć; znajomość przebiegów napięć wywołanych przez udar na poszczególnych elementach uzwojenia pozwala na właściwe dobranie izolacji uzwojenia (szerokości kanałów międzycewkowych, izolacji międzywarstwowej, izolacji zwojowej, izolacji głównej).

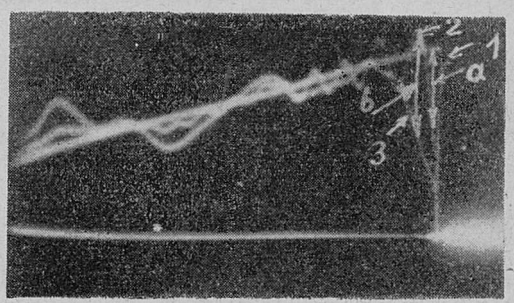
Pomiary rozkładu napięć wzbudzonych w uzwojeniach transformatorów przez napięcia udarowe wykonywa się przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych. Z otrzymanych przy takim pomiarze oscylogramów można wykreślić również krzywą początkowego rozkładu napięcia.

Sposób wykonywania pomiarów przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych jest bardzo prosty. Rys. 9 przedstawia schemat połączeń układu pomiarowego. Zacisk



Rys. 9. Schemat połączeń układu pomiarowego
a — pomiar napięć względem ziemi
b — pomiar napięć cewkowych (warstwowych lub zwojowych)
D. n. — dolne napięcie
G. n. — górne napięcie
Osc. — oscylograf
Gen. — generator udarów

wyjściowy *U* generatora udarów łączy się z zaciskiem wejściowym badanego uzwojenia. Koniec badanego uzwojenia łączy się z ziemią lub pozostawia wolnym zależnie od tego, czy transformator będzie pracował z uziemionym, czy z izolowanym punktem zerowym. Pozostałe uzwojenia transformatora zwiera się i uziemia wraz ze skrzynią i rdzeniem transformatora. Połączenie takie z dużym przybliżeniem odpowiada układowi przy normalnej pracy transformatora w sieci elektrycznej, gdzie uzwojenie transformatora połączone z linią elektryczną można uważać jako uziemione przez oporność falową linii, małą w porównaniu z opornością falową uzwojenia. Łącząc poszczególne punkty uzwojenia (np. końce cewek) z zaciskiem płyty odchyłowej Y_1 (rys. 2), przy ustawieniu



Rys. 10. Wyznaczenie napięcia na pierwszej i drugiej cewce uzwojenia z pomiarów napięcia względem ziemi na początku pierwszej, drugiej i trzeciej cewki

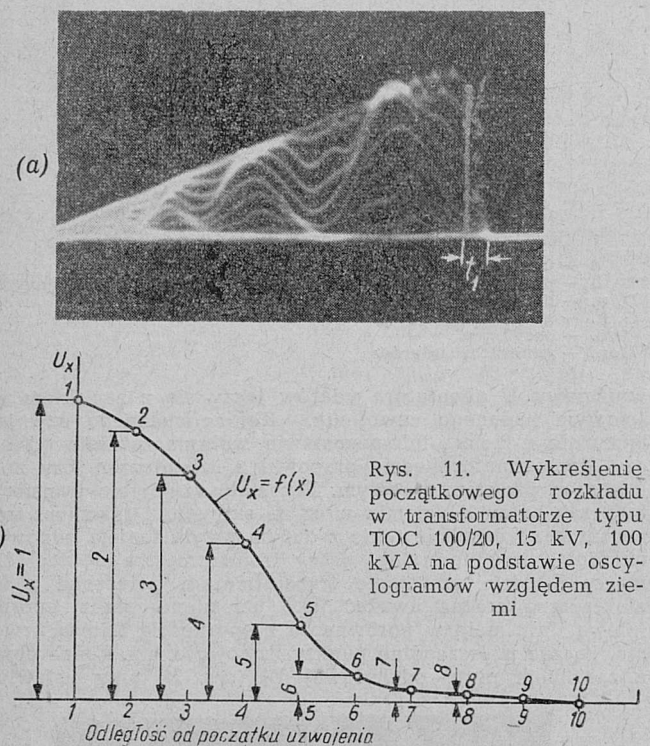
Krzywa *1* — napięcie na początku pierwszej cewki (udar doprowadzony do transformatora)
Krzywa *2* — napięcie na początku drugiej cewki
Krzywa *3* — napięcie na początku trzeciej cewki
Odcinek *a* — maksymalne napięcie na pierwszej cewce
Odcinek *b* — maksymalne napięcie na drugiej cewce

dzielnika napięcia F_3-F_4 w jednym z położeń *1*... *5* (płyta Y_2 uziemiona), otrzymuje się na ekranie lampy oscylograficznej przebiegi napięcia w badanych punktach uzwojenia w stosunku do uziemionych części transformatora (rys. 9a). Napięcie to naprężа izolację główną badanego uzwojenia (izolację między badanym uzwojeniem i pozostałymi uzwojeniami oraz izolację między badanym uzwojeniem i uziemionymi częściami transformatora). Izolacja ta powinna mieć takie wymiary, żeby mogła wytrzymać maksymalne wartości mierzonych napięć. Aby zbadać zagrożenie izolacji szeregowej (izolacji międzycewkowej, międzywarstwowej i zwojowej), należy zmierzyć przebiegi napięcia na odpowiednich odcinkach uzwojenia (cewkach, warstwach, zwojach). Pomiary takie można wykonywać w sposób analogiczny, jak pomiar napięcia względem ziemi; należy tylko na tym samym zdjęciu zarejestrować dwa przebiegi napięcia, a mianowicie napięcia na początku i na końcu badanego odcinka uzwojenia (rys. 10). Różnica napięć obu zarejestrowanych przebiegów stanowi napięcie panujące na badanym odcinku uzwojenia.

Pomiar taki można wykonać również w sposób znacznie prostszy, a mianowicie: ustawia się dzielnik napięcia F_3-F_4

w jedno z położeń 6... 10 (płyty Y_1 i Y_2 izolowane, układ płyt symetryczny) i łączy się zaciski płyt odchyłowych z początkiem i końcem badanego odcinka uzwojenia (rys. 9b). Na ekranie lampy oscylograficznej powstaje od razu przebieg napięcia panującego na danym odcinku uzwojenia.

Początkowy rozkład napięcia można wykreślić na podstawie zarówno oscylogramów napięć względem ziemi, jak i oscylogramów napięć cewkowych. Sposób wykreślania podają



Rys. 11. Wykreślenie początkowego rozkładu w transformatorze typu TOC 100/20, 15 kV, 100 kVA na podstawie oscylogramów względem ziemi

(a) — napięcie względem ziemi na początkach poszczególnych cewek
(b) — wykres rozkładu początkowego (skala w stosunku do oscylogramu z rys. 11a 2:1)

Punkty oznaczone numerami 1, 2, 3 ... 10 odpowiadają początkowi odpowiednio 1-ej, 2-ej, 3-ej... 10-ej cewki; odcinki oznaczone 1, 2, 8 ... 10 odpowiadają napięciu na początku 1, 2, 3 ... 10-ej cewki względem ziemi dla chwili $t = t_1$

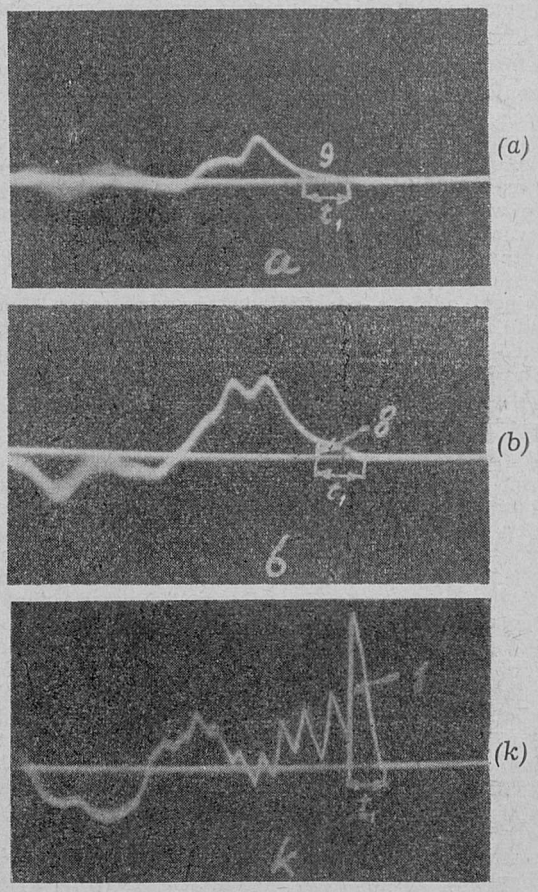
rys. 11 i 12. Wykres początkowego rozkładu napięć jest najdokładniejszy wtedy, kiedy go kreśli się dla chwili czasowej $t = t_1$ możliwie bliskiej początkowi oscylogramu oraz kiedy do pomiaru rozkładu napięć używa się udaru o możliwie stromym czole (np. udaru „prostokątnego"). Przy spełnieniu obu tych warunków wpływ indukcyjności uzwojenia na początkowy rozkład napięcia jest niewielki.

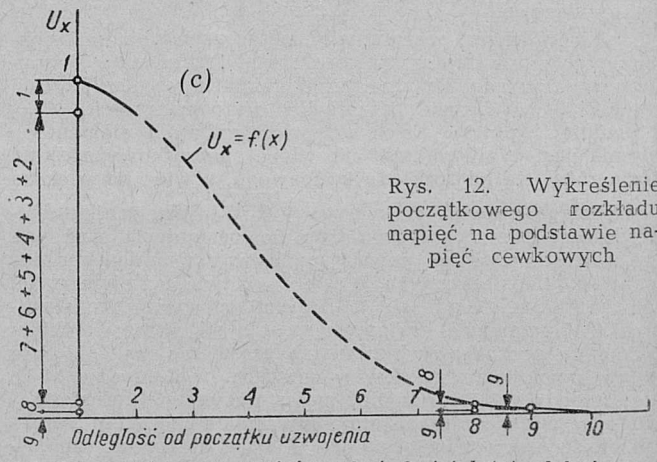
Stopień zagrożenia izolacji transformatora zależy od maksymalnej wartości przepięć w uzwojeniu oraz od czasu trwania półszczytu tych przepięć. Maksymalną wartość przepięć powstających na danym odcinku uzwojenia przy udarowym napięciu probierczym określa się mnożąc stosunek

$$\frac{\text{maksymalna wartość napięcia na odcinku uzwojenia}}{\text{wartość szczytowa doprowadzonego udaru}}$$

przez wartość szczytową udarowego napięcia probierczego. Czas trwania półszczytu określa się przy pomocy drgań skalujących. Znajomość maksymalnej wartości przepięć oraz czasu ich trwania stanowi podstawę do właściwego wyboru wymiarów izolacji transformatora. Oczywiście, konieczna jest jeszcze znajomość wartości dopuszczalnych naprężeń izolacji przy różnym czasie trwania półszczytu doprowadzonych napięć. Dane takie otrzymuje się z pomiarów napięć przebicia izolacji dokonywanych na modelach typowych układów izolacyjnych transformatora.

Oprócz pomiarów rozkładu napięć oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych znajduje zastosowanie w wielu innych dziedzinach badań zjawisk udarowych w transformatorach. Stosując sztuczne zwarcia w uzwojeniach można użyć oscylografu do wyznaczenia najbardziej czułej metody wykrywania uszkodzeń powstających przy próbie udarowej transformatorów. Oscylograf wykonany w Inst. Elektrotechniki pozwolił na opracowanie nowej metody wykrywania miejsc uszkodzeń przy próbie udarowej [8]. Pomiary, wykonane przy pomocy tego oscylografu na transformatorze, w którego punkcie zerowym załączono model odgromnika zaworowego, pozwoliły na określenie niektórych zasadniczych wymagań dla odgromników przeznaczonych do ochrony punktu zerowego transformatorów [1]. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych jest przyrządem bardzo dogodnym przy wyznaczaniu częstotliwości drgań własnych uzwojeń transformatorów, przy pomiarze szybkości przesuwanie się fali udarowej w uzwojeniu transformatora, przy określaniu wartości pojemności wej-





Rys. 12. Wykreślenie początkowego rozkładu napięć na podstawie napięć cewkowych

a, b, k — oscylogramy napięć na 9-ej, 8-ej i k-tej od końca cewce uzwojenia
c — wykres początkowego rozkładu napięć (skala w stosunku do oscylogramów a, b, k wynosi 1:2)

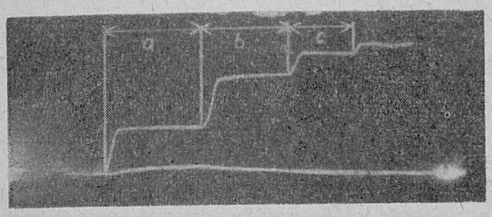
Punkty oznaczone numerami 1, 2, 3 ... 10 odpowiadają początkowi odpowiednio 1-ej, 2-ej, 3-ej ... 10-ej cewki, odcinki oznaczone 1, 2, 3 ... 10 odpowiadają napięciu na 1-ej, 2-ej 3-ej ... 10-ej cewce dla chwili $t = t_1$

ściowej, oporności falowej i innych charakterystycznych danych uzwojeń.

4. Niektóre inne zastosowania oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych (badanie przekładników, maszyn elektrycznych, kabli elektroenergetycznych i in.

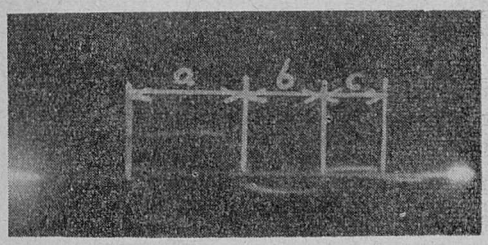
Podobnie jak w transformatorach oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych stosuje się do badania zjawisk udarowych w uzwojeniach przekładników i maszyn elektrycznych.

Prócz tego oscylograf ten znalazł liczne i różnorodne zastosowania w wielu innych dziedzinach elektrotechniki. Jednym z ważniejszych jego zastosowań jest wykrywanie miejsca uszkodzenia w liniach i kablach elektroenergetycznych. Metoda pomiaru polega na wysyłaniu do uszkodzonego przewodu napięć udarowych z generatora udarów. Fala udarowa odbija się od miejsca uszkodzenia i wraca z powrotem do oscylografu. Odległość na ekranie między obrazem udaru wysłanego do przewodu i obrazem udaru odbitego od miejsca uszkodzenia, wyskalowana w mikrosekundach i pomnożona przez prędkość przesuwania się fali udarowej w przewodzie, daje podwójną długość odcinka przewodu od miejsca uszkodzenia do miejsca, gdzie umieszczony jest ocylograf. Z kształtu odbitej fali udarowej można rozpoznać rodzaj uszkodzenia. Rys. 13 przedstawia oscylogram otrzymany przy



Rys. 13. Oscylogram otrzymany przy przerwie w kablu

przerwie w przewodzie kabla (udar odbity jest tej samej biegunowości co udar wysłany), rys. 14 przedstawia oscylogram zdjęty przy zwarciu żyły kabla z płaszczem (udar odbity i wysłany są różnego znaku). Odcinki *a*, *b*, *c* odpowiadają czasowi przebiegu udaru od oscylografu do miejsca uszkodzenia i z powrotem. Przy tego rodzaju pomiarach można osiągnąć dobrą dokładność (dochodzącą do 1%). Oscylograf zbudowany w In-



Rys. 14. Oscylogram otrzymany przy zwarciu żyły kabla z płaszczem

stytucie Elektrotechniki był już stosowany przy wyznaczaniu miejsca uszkodzenia kabla 110-kilowoltowego w Szczecinie.

Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych może być stosowany w wielu zagadnieniach z dziedziny radiotechniki. Jako przykład może służyć zastosowanie oscylografu do badania jakości wzmacniaczy przeznaczonych do wzmacniania napięć w stanach nieustalonych. Porównanie znajdujących się jednocześnie na ekranie lampy oscylograficznej obrazów badanego napięcia na wejściu i wyjściu wzmacniacza pozwala na określenie zniekształceń wywołanych przez wzmacniacz. Przy tego rodzaju pomiarach oscylograf powinien mieć dwupromieniową lampę oscylograficzną.

Przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych można badać rozrzut napięcia przeskoku w małych iskiernikach kulowych oraz wpływ naświetlania na wielkość tego rozrzutu.

Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych nadaje się do wyznaczania wartości stałych obwodów elektrycznych, do wyznaczania szybkości fali elektrycznej w liniach i kablach, do badania rozkładu napięć udarowych na uziemieniach. Przy jego pomocy można sprawdzać teorie rozchodzenia się fal elektrycznych w liniach i uzwojeniach (np. teorie Wagnera, Rüdenberga, Bewleya).

Ważną dziedziną zastosowań oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych jest badanie napięć powrotnych, powstających po otwarciu wyłącznika na jego stykach. Oscylograf stosowany do tego rodzaju pomiarów różni się od oscylografu opisanego wyżej tym, że zamiast generatora udarów ma generator dający impulsy napięcia w kształcie ćwiartki cosinusoidy oraz transformator impulsowy zamieniający impulsy napięciowe na impulsy prądowe w kształcie ćwiartki sinusoidy. Impulsy te doprowadzone do styków otwartego wyłącznika wywołują powstanie napięć przejściowych (napięć powrotnych); po połączeniu styków wyłącznika z zaciskami płyt odchyłowych lampy oscylograficznej można przebiegi tych napięć obserwować na ekranie lampy [4, 14].

Podane tu przykłady nie wyczerpują wszystkich zastosowań oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych. Zakres zastosowań tego przyrządu jest o wiele większy i ciągle jeszcze rozszerza się.

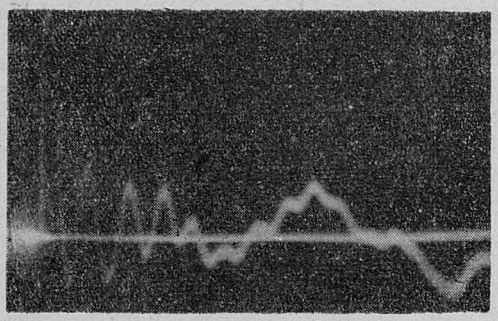
5. Dokładność pomiaru rozkładu napięć w transformatorach przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych.

Metoda pomiaru rozkładu napięć w uzwojeniach transformatorów przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych opiera się na założeniu, że uzwojenie transformatora przy wysokiej częstotliwości badanych przebiegów wyrównawczych można uważać za element o charakterystyce liniowej, a więc że wartości napięć i prądów wyrównawczych występujących w uzwojeniu są wprost proporcjonalne do wartości doprowadzonego napięcia udarowego. Zarówno rozważania teoretyczne, jak i wyniki doświadczalne wykazują, że założenie to jest słuszne. Wskutek dużej częstotliwości przebiegów wyrównawczych zjawisko nasycenia rdzenia nie może wystąpić nawet przy dużej wartości udarowego napięcia probierczego; strumień magnetyczny przebiega zresztą niemal całkowicie w powietrzu wskutek zjawiska naskórkowości występującej w rdzeniu przy przebiegach wyrównawczych. Ponadto prądy wirowe w uzwojeniu dolnego napięcia nie dopuszczają strumienia do rdzenia. Pomiary, wykonane w Instytucie Elektrotechniki na transformatorze 30-kilowoltowym o mocy 100 kVA ze zdjętym i nałożonym górnym jarzmem, wykazały, że różnice w przebiegach napięć nie przekraczały 1%.

Pomiary rozkładu napięć w transformatorach wykonywa się zwykle na uzwojeniu wyjętym z kadzi. Ułatwia to znacznie wykonanie połączeń badanych odcinków uzwojenia z oscylografem oraz umożliwia użycie krótkich przewodów łączących, co ma znaczny wpływ na dokładność pomiaru. Wyjęcie uzwojenia z kadzi zmienia jednak warunki pomiaru: odpada pojemność uzwojenia względem kadzi; pojemność szeregowa i doziemna zmieniają się wskutek tego, że zamiast oleju występuje powietrze; zmienia się nieco indukcyjność uzwojenia, ponieważ przy uzwojeniu wewnątrz kadzi transformatora część strumienia magnetycznego zamykała się przez ścianki kadzi. Okazuje się jednak, że wszystkie te zmiany w nieznacznym jedynie stopniu wpływają na amplitudy powstających w uzwojeniu napięć. Rozkład napięć zależy od wartości współczynnika $\alpha = \sqrt{C_z/C_s}$; po wyjęciu uzwojenia z oleju zmniejsza się wartość zarówno C_z jak i C_s, przy czym procentowe zmiany C_z i C_s są w przybliżeniu jednakowe, wskutek czego stosunek C_z/C_s zmienia się w niewielkich granicach. Jeszcze mniej zmienia się wartość współczynnika $\alpha = \sqrt{C_z/C_s}$. Zwykle przy pomiarach na uzwojeniach w powietrzu wartość współczynnika α wypada nieco (o $\sim 2\%$) mniejsza niż przy pomiarach na uzwojeniu w oleju (głównie wskutek tego, że przy pomiarach w powietrzu nie występuje pojemność uzwojenia względem kadzi). Zmniejszenie się indukcyjności wskutek wyjęcia uzwojenia z kadzi jest nieznaczne i występuje tylko w czasie wnikania w uzwojenie grzbietu doprowadzonego udaru; przy wnikaniu czoła udaru, prądy wirowe — wskutek bardzo dużej stromości przebiegu napięcia — praktycznie nie pozwalają na zamykanie się strumienia przez ścianki kadzi. Po wyjęciu uzwojenia z kadzi zwiększa się w pewnym stopniu szybkość przesuwania się napięć udarowych w uzwojeniu, wskutek czego czas trwania półszczytu poszczególnych napięć maleje.

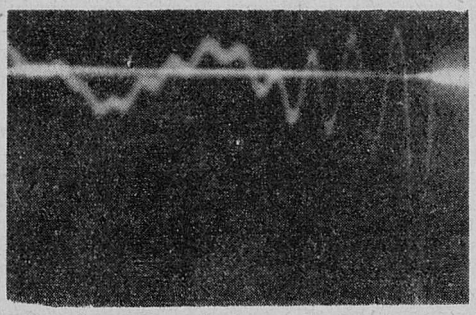
Na rys. 15 i 16 podano dla ilustracji oscylogramy napięcia na tej samej cewce uzwojenia górnego napięcia transformatora (30 kV, 100 kVA) zdjęte w powietrzu i w oleju. Jak widać z oscylogramów maksymalna wartość napięcia na uzwojeniu w oleju i w powietrzu jest praktycznie taka sama. Czas trwania półszczytu maksymalnej amplitudy napięcia na uzwojeniu w oleju wynosi ok. 2,5 μs, w powietrzu zaś ok. 2,1 μs. Wzrost wytrzymałości izolacji międzycewkowej dla uzwojenia w powietrzu określony na podstawie krzywych podanych przez Panowa [12] wynosi ok. 3,5%. W transformatorach innych napięć i mocy zachodzą podobne stosunki. Na podstawie dotychczas dokonanych pomiarów można sądzić, że błąd przy określaniu wytrzymałości udarowej izolacji transformatora popełniony wskutek wykonywania pomiarów na uzwojeniu wyjętym ze skrzyni nie przekracza 4%.

Najpoważniejszym źródłem błędów jest zmiana rozkładu napięcia, wywołana przyłączeniem uzwojenia do płyt odchyłowych lampy oscylograficznej. Pojemność wzajemna przewodów, łączących zaciski Y_1, Y_2 (rys. 2) z dzielnikiem napięcia i z cokołem lampy oscylograficznej, pojemności dzielnika na-



Rys. 15. Oscylogram napięcia cewkowego na uzwojeniu w powietrzu

pięcia i płyt odchyłowych lampy oscylograficznej tworzą tzw. „pojemność wejściową" oscylografu. Przy pomiarach pojemność ta — wraz z pojemnością wzajemną przewodów łączących zaciski Y_1, Y_2 z uzwojeniem — przyłączona równolegle do odcinka uzwojenia, na którym mierzy się przebieg napięcia, zmienia w pewnym stopniu rozkład napięcia na całym



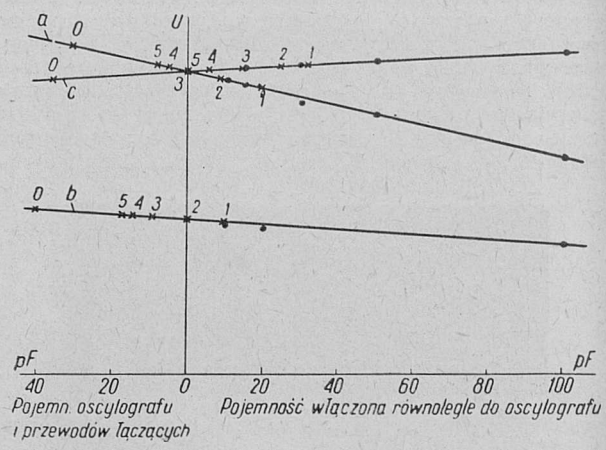
Rys. 16. Oscylogram napięcia cewkowego na uzwojeniu w skrzyni transformatora

uzwojeniu, przede wszystkim jednak zmienia przebieg napięcia na badanym odcinku uzwojenia. Największe zmiany w rozkładzie napięć powstają po przyłączeniu pojemności oscylografu do początkowych odcinków uzwojenia, ponieważ tam przy początkowym rozkładzie występują największe spadki napięć.

Obliczanie błędów, powstających przy pomiarze rozkładu napięć wskutek przyłączenia oscylografu do uzwojenia, jest żmudne i mało dokładne. Użyto więc innej metody. Równolegle do mierzonego odcinka uzwojenia przyłączano kondensatory o różnej pojemności i mierzono przy pomocy oscylografu przebiegi napięcia na tym odcinku. Z otrzymanych oscylogramów wykreślono krzywą wyrażającą zależność wartości napięcia na danym odcinku uzwojenia od sumy pojemności oscylografu i przyłączonego kondensatora. Przedłużając krzywą w kierunku malejących wartości pojemności otrzymano przy pojemności równej zero wartość napięcia, która powstałaby na danym odcinku uzwojenia bez przyłączonej do tego odcinka pojemności oscylografu. Znając pojemność oscylografu dla różnych stopni dzielnika napięć można z otrzymanej krzywej otrzymać wartości napięć, które daje pomiar na różnych stopniach dzielnika. Porównując te wartości napięć z napięciem dla pojemności równej zeru, można określić błędy, powstające przy pomiarach wykonywanych na poszczególnych stopniach dzielnika napięć. Pojemność wejściową oscylografu, zmierzona mostkiem przy częstotliwości pomiaru 1 M wynosiła dla kolejnych stopni dzielnika napięć:

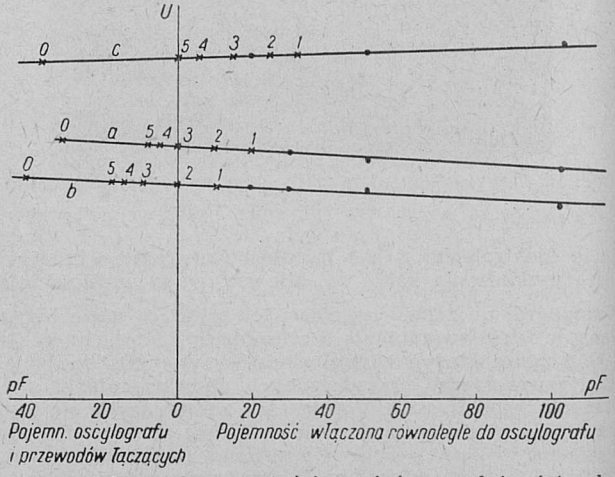
stopień:	5	4	3	2	1
pojemność:	13	16	21	30,5	40,5 pF.

Wartość błędu, wywołanego przyłączeniem pojemności oscylografu do uzwojenia, zależy od konstrukcji transformatora i będzie tym większa, im mniejsza jest wartość pojemności odcinka uzwojenia (pojemności międzycewkowej przy pomiarze napięć cewkowych, pojemności międzywarstwowej przy pomiarze napięć warstwowych i pojemności międzyzwo-



Rys. 17. Maksymalne wartości napięć w zależności od pojemności, włączonej równolegle do odcinka uzwojenia w transformatorze na 30 kV—100 kVA

a — napięcie na pierwszej cewce
b — napięcie na pierwszej warstwie pierwszej cewki
c — napięcie względem ziemi na końcu pierwszej cewki
1, 2, 3, 4, 5 — liczby odpowiadające stopniom dzielnika



Rys. 18. Maksymalne wartości napięć w zależności od pojemności włączonej równolegle do odcinka uzwojenia w transformatorze na 110 kV — 31,5 MVA

a — napięcie na pierwszej cewce
b — napięcie na pierwszym zwoju pierwszej cewki
c — napięcie względem ziemi na końcu pierwszej cewki
1, 2, 3, 4, 5 — liczby odpowiadające stopniom dzielnika

Tablica I. Maksymalne procentowe wartości błędów przy pomiarze rozkładu napięć

Stopień dzielnika napięć	Transformator na 30 kV—100 kVA			Transformator na 110 kV—31,5 MVA		
	Napięcia cewkowe	Napięcia warstwowe	Napięcia wzgl. ziemi	Napięcia cewkowe	Napięcia zwojowe	Napięcia wzgl. ziemi
5	5,7	4,0	2,5	2,2	2,0	1,1
4	6,8	4,4	2,6	2,5	2,5	1,4
3	8,0	4,9	3,1	2,8	3,3	1,7
2	10,2	6,7	3,8	4,3	3,7	2,2
1	12,5	7,8	4,7	4,9	4,7	2,5

jowej przy pomiarze napięć zwojowych) w stosunku do pojemności oscylografu. Największe więc błędy przy pomiarze napięć cewkowych powstają w transformatorach małej mocy i niskich napięć, w których pojemność międzycewkowa jest mała; najmniejsze błędy przy pomiarze na transformatorach dużej mocy i wysokich napięć, w których pojemność międzycewkowa jest duża.

Dla określenia przybliżonego zakresu wartości błędów wykonano pomiary napięć cewkowych, warstwowych oraz na

pięć względem ziemi w transformatorze na 30 kV — 100 kVA tudzież pomiary napięć cewkowych, zwojowych oraz napięć względem ziemi w transformatorze na 110 kV — 31,5 MVA. Pomiarów napięć zwojowych w pierwszym z tych transformatorów nie wykonywano, ponieważ wskutek bardzo małej pojemności międzyzwojowej (zwoje utworzone z cienkiego drutu) przyłączenie oscylografu zmniejszało wartości tych napięć niemal do zera. Nie można więc przy pomocy oscylografu zmierzyć napięć zwojowych w transformatorach małej mocy. Pomiar taki jest zresztą mało ważny, ponieważ wartość napięć zwojowych można określić z dużą dokładnością z napięcia na warstwie; wewnątrz warstwy rozkład napięcia jest prawie liniowy *).

Pojemności obliczone na podstawie wymiarów geometrycznych wynoszą:

transf. 30 kV	— 100 kVA
poj. międzycewkowa	~ 100 pF,
poj. międzywarstwowa	~ 940 pF,
poj. doziemna jednej cewki	~ 22 pF;
transf. 110 kV	— 31,5 MVA
poj. międzycewkowa	~ 520 pF,
poj. międzyzwojowa	~ 970 pF,
poj. doziemna jednej cewki	~ 20 pF.

Pojemność przewodów łączących uzwojenie z oscylografem (dwóch przewodów po ~ 2,5 m) wynosiła ~ 10 pF. Wyniki są podane na rys. 17 i 18. Pojemność oscylografu na poszczególnych stopniach dzielnika, odpowiadająca krzywej *c*, jest pojemnością doziemną, różną od pojemności wejściowej oscylografu, odpowiadającej krzywym *a* i *b*.

Z rys. 17 i 18 widać, że zależność wartości napięcia od pojemności przyłączonej równolegle do mierzonego odcinka uzwojenia wyraża się niemal dokładnie linią prostą. Okoliczność ta znacznie ułatwia ekstrapolację wykresów w kierunku malejących wartości pojemności. Tabl. I podaje procentowe błędy pomiarów otrzymane z wykresów rys. 17 i 18 dla poszczególnych stopni dzielnika napięć.

Amplitudy napięć na ekranie lampy oscylograficznej powinny być przy pomiarach duże, aby osiągnąć możliwie dużą dokładność przy ich mierzeniu; z drugiej strony muszą one mieścić się na użytkowej części ekranu. Z tych względów na omawianym oscylografie napięcie cewkowe mierzy się na czwartym lub trzecim stopniu dzielnika, napięcia warstwowe na drugim stopniu dzielnika, napięcia zwojowe na drugim lub pierwszym stopniu, a napięcia względem ziemi na piątym lub czwartym stopniu dzielnika napięć.

W transformatorze na 30 kV-100 kVA błąd pomiaru wskutek przyłączenia oscylografu do uzwojenia nie przekracza więc 8% przy pomiarze napięć cewkowych, 7% przy pomiarze napięć warstwowych oraz 3% przy pomiarze napięć względem ziemi. W transformatorze na 110 kV-31,5 MVA wartość błędu nie przekracza 3% przy pomiarze napięć cewkowych, 4% przy pomiarze napięć zwojowych i 2% przy pomiarze napięć względem ziemi.

Z analizy błędów można wyciągnąć pewne wnioski dotyczące sposobu wykonywania pomiaru oraz konstrukcji oscylografu. Jak widać z wykresu na rys. 16 błąd pomiaru wskutek pojemności przewodów łączących oscylograf z uzwojeniem (10 pF) wynosił przy pomiarze napięcia cewkowego ok. 2,7%. Błąd ten można zmniejszyć ustawiając oscylograf możliwie blisko transformatora (na co pozwala niskie napięcie udarowe stosowane przy pomiarze) i zmniejszając długość przewodów łączących. Na przewody najlepiej stosować cienki goły drut miedziany.

Pojemność wejściowa oscylografu powinna być możliwie mała. Można to osiągnąć budując generator udarowy na możliwie wysokie napięcie (w omawianym oscylografie tyratrony EC50 pozwalają na wytwarzanie udarów o wartości szczytowej ok. 1100 V) i zmniejszając amplitudę mierzonych przebiegów przy pomocy pojemnościowego dzielnika napięcia **). Mała pojemność dzielnika włączona szeregowo z pojemnością płyt odchyłowych zmniejsza pojemność wejściową oscylografu. Przewody łączące cokół lampy oscylograficznej z zaciskami Y_1, Y_2 powinny być możliwie krótkie. Małą pojemność dają cienkie gołe druty miedziane biegnące w odległości ok. 2 cm od siebie.

Błędy powstające wskutek pojemności oscylografu są błędami systematycznymi. Przy pomiarze napięć cewkowych, warstwowych i zwojowych otrzymuje się wartości napięć mniejsze od rzeczywistych. Przy pomiarze napięć względem ziemi zmierzona wartość napięcia jest większa od wartości rzeczywistej (przyłączenie pojemności oscylografu równolegle do pojemności doziemnej cewki pogarsza początkowy rozkład napięcia). Wykonywając pomiary błędów na zasadniczych typach transformatorów i sporządzając na podstawie tych pomiarów tablice poprawek, można by w znacznym stopniu zmniejszyć wartości błędów, które powstają wskutek przyłączenia pojemności oscylografu do uzwojenia transformatora. Wydaje się, że przy stosowaniu tablic poprawkowych największy błąd wskutek pojemności oscylografu nie powinien przekraczać 2 do 3%. Z punktu widzenia błędów pomiarowych można by przyjąć, jako typowe konstrukcje, np. transformatory małej mocy (nawijane drutem okrągłym) o napięciu poniżej 110 kV, transformatory dużej mocy (nawijane drutem profilowym) o napięciu poniżej 110 kV, transformatory 110-kilowoltowe dwuuzwojeniowe, transformatory 110-kilowoltowe trójuzwojeniowe i transformatory 110-kilowoltowe z regulacją pod obciążeniem.

Szacując wartość błędu pomiarów oscylograficznych na 2%, wartość błędu wskutek wyjęcia uzwojenia z kadzi na 4% oraz maksymalne błędy wskutek pojemności oscylografu na 8%, otrzymujemy maksymalną wartość błędu pomiaru ok. 14%. Stosując tablice poprawek można zmniejszyć maksymalną wartość błędu do ok. 9%. Podane wyżej maksymalne wartości błędów mogą wystąpić przy pomiarach na transformatorach małej mocy o napięciu poniżej 110 kV. Dla transformatorów o napięciu 110 kV i wyżej maksymalne wartości błędu pomiaru nie powinny przekroczyć 5%. Określona wyżej dokładność pomiaru rozkładu napięć jest całkowicie wystarczająca do celów praktycznych.

Wyniki wykonanych dotychczas w Instytucie Elektrotechniki prób udarowych transformatorów na 15 i 30 kV — 100 kVA potwierdziły z dużą dokładnością oparte na pomiarze rozkładu napięć przewidywania dotyczące wytrzymałości izolacji tych transformatorów.

6. Zakończenie.

Praktyka Instytutu Elektrotechniki wykazuje, że przy obliczaniu rozkładu napięć w transformatorach należy liczyć się z błędami dochodzącymi do 30%; obliczenia takie są przy tym żmudne. Głównym źródłem błędów są trudności określenia — na podstawie wymiarów geometrycznych — pojemności szeregowej i doziemnej uzwojenia, indukcyjności własnej i wzajemnej części uzwojenia, wpływu pozostałych uzwojeń na przebiegi w uzwojeniu badanym itd. Wyniki obliczeń oparte na daleko idących uproszczeniach nie mogą stanowić wystarczająco pewnych wytycznych dla konstruktora transformatorów. Czysto teoretyczne badania nie mogą przyczynić się do polepszenia w znaczniejszym stopniu dokładności obliczeń, nie są one bowiem w stanie ująć bardzo wielu i bardzo różnorodnych czynników, które często w istotny sposób wpływają na przebieg napięć wyrównawczych w uzwojeniu transformatora. Z pomocą mogą przyjść tu tylko pomiary. Ujęcie w postaci współczynników poprawkowych wpływu poszczególnych czynników na wartość udarowych napięć w uzwojeniu może znacznie ułatwić obliczenia i zwiększyć dokładność ich wyników. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych może oddać duże usługi przy wykonywaniu takich pomiarów.

W obecnej fazie badań nad wytrzymałością izolacji transformatorów wskazówki wiarogodne mogą dać tylko pomiary. Dokładność pomiarów wykonywanych przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych jest wystarczająca, sposób wykonywania pomiarów jest prosty i łatwy. Biura konstrukcyjne projektujące transformatory powinny zaopatrzyć się w takie oscylografy, ponieważ tylko liczne pomiary, dokonywane na modelach układów izolacyjnych transformatorów, mogą pozwolić na opracowanie konstrukcji ekonomicznych, a zarazem odpornych na przepięcia atmosferyczne. Tylko pomiary rozkładu napięć uzupełnione próbami udarowymi na prototypach mogą zapewnić postęp w tej dziedzinie.

*) Tylko wewnątrz pierwszych warstw cewki wejściowej transformatora rozkład napięcia odbiega znacznie od prostoliniowego. Tu wartości napięć na poszczególnych zwojach można określić np. przy pomocy wanny elektrolitycznej na podstawie pomiaru rozkładu pola elektrycznego.

**) W literaturze [13] spotyka się opinię, że jedną z zalet oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych jest możliwość bezpośredniego pomiaru bez użycia dzielnika napięcia. Autor uważa jednak, że stosowanie dzielnika pojemnościowego jest bardzo pożądane, ponieważ wpływa w dużym stopniu na zwiększenie dokładności pomiarów.

LITERATURA

[1] Bader J., Lech W. Protection du point neutre des transformateurs (CIGRÉ, 1954, ref. 113).
[2] Coppens d'Eeckenbrugge M. G. L'oscillographe cathodique à récurrence; son application à l'étude des phénomènes ultrarapides (R. G. E., 1944, 159).

[3] Demontvignier M. Application aux mesures de l'oscillographe à rayons cathodiques (R. G. É., 1939, 418).
[4] Dunlap G. W. The recovery-voltage analyzer for determination of circuit recovery characteristics (Trans. AIEE, 1941, 958).
[5] Foust C. M., Rohats N. Some recent developments in impulse voltage testing (Trans. AIEE, 1940, 257).
[6] Kacnielson S. M. Katodnyj oscyłograf z pieriodiczieskim impulsnym pitanjem (Elektriczestwo, 1953, nr 12, 48).
[7] Kaganow E. G. Oscyłoskop dla registracji impulsow (Elektriczestwo, 1949, nr 1, 52).
[8] Lech W. Lokalizacja uszkodzeń powstających w czasie próby udarowej transformatorów (Archiwum Elektr., 1954, t. 3, zesz. 3).
[9] Rohats N. The oscillograph electric transient analyzer (Gen. El. Rev., 1936, 146).
[10] Scoles G. J. A recurrent surge oscillograph (Journ. Scient. Instruments, 1938, 201).
[11] Sirotinski L. I. Tiechnika wysokich napriażenij, cz. 1 (Moskwa, 1951, 239).
[12] Sirotinski L. I. Tiechnika wysokich napriażenij, cz. 2 (Moskwa, 1953, 180).
[13] Teissie-Solier M., Lagasse J. Les générateurs d'ondes de choc à répétition (R. G. É., 1952, 425).
[14] Trencham H., Wilkinson K. J. R. Restriking voltage and its import in circuit-breaker operation (Journ. IEE, 1937, 460).
[15] White E. L., Nethercot W. The recurrent-surge oscillograph and its application to the study of surge phenomena in transformers (Proceed, IEE, 1949, 269, 281).
[16] Wilkinson K. J. R. Recurrent-surge oscillographs and their application to short-time transient phenomena (Journ. IEE, 1938, 663).
[17] Wilkinson K. J. R. Recurrent-surge oscillograph (B. T. H. Activities, 1936, 64).

V

JAN RADZIWIŁŁ
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Próby udarowe transformatorów

621.314:621.3.015.33.001.2

Treść. Obecny stan prac badawczych nad metodyką przeprowadzania prób udarowych transformatorów oraz nad stosowanymi metodami wykrywania uszkodzeń powstałych w czasie próby i ustalenia ich miejsca. Oparto się na wynikach kilkoletnich prac Instytutu Elektrotechniki nad tymi zagadnieniami oraz na najnowszej literaturze.

Импульсные испытания трансформаторов. Нынешнее положение исследовательских работ в области методов этих испытаний, а также методов обнаружения повреждений, возникших при испытании, и установления их места. Выводы основаны на результатах работ Института Электротехники за несколько лет и на литературных данных последнего времени.

Transformer impulse tests. Present state of research over transformer impulse test and fault detection and location methods. The author availed himself of research carried out for a number of years by the laboratory of the Electrical Institute, over impulse testing, as well as of the latest technical literature concerning transformer impulse tests.

1. Wstęp.

Transformatory pracujące w sieciach elektrycznych narażone są na uszkodzenia izolacji wskutek przepięć powstających w liniach i stacjach. Najgroźniejszymi dla transformatorów są przepięcia pochodzenia atmosferycznego. Zagadnienie poprawy wytrzymałości transformatorów na te przepięcia ma ogromne znaczenie ze względów ekonomicznych (transformator jest najdroższym aparatem w wyposażeniu stacji) i eksploatacyjnych (pewność ruchu linii sprzężonych przez transformator).

Transformator wytrzyma przepięcia, jeżeli ochrona odgromowa linii i stacji obniży wartość przepięć na zaciskach transformatora do poziomu określonego przez normy na koordynację izolacji oraz jeżeli wytrzymałość wewnętrzna izolacji będzie wystarczająca.

Prace nad doborem właściwej ochrony odgromowej oraz odpowiednią konstrukcją uzwojeń stanowią już od blisko 30 lat jeden z głównych przedmiotów badań zarówno wytwórców transformatorów, jak i laboratoriów wysokonapięciowych całego świata. Opracowano szereg teorii oraz metod obliczeniowych dla zjawisk, które występują w uzwojeniach transformatorów zaatakowanych przez fale udarowe; przeprowadzono liczne prace doświadczalne, oparte na danych statystycznych z eksploatacji transformatorów i próbach laboratoryjnych dokonanych napięciem udarowym bądź na modelach układów izolacyjnych, bądź na transformatorach rzeczywistych.

Krytycznie należy stwierdzić, że wszelkie dotychczas znane metody obliczeniowe określenia wytrzymałości udarowej transformatorów nie są dostatecznie dokładne (dokładność ok. 30%). Znacznie dokładniejszą metodą określenia wytrzymałości udarowej oraz odwzorowania zjawisk udarowych wewnątrz uzwojenia jest pomiar napięć udarowych przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych, zwanego w literaturze także analizatorem zjawisk udarowych [23]. Metoda polega na doprowadzaniu do zacisków transformatora udarów niskonapięciowych (rzędu kilkuset woltów) i rejestrowaniu napięć otrzymanych w poszczególnych częściach uzwojenia przy pomocy szybkopiszącego oscylografu. Otrzymywane wartości przelicza się następnie dla udaru o wartości szczytowej równej napięciu probierczemu. Pomiary przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych dają wskazówki konstrukcyjne, nie pozwalają natomiast na wykrycie błędów technologicznych i błędów wykonania uzwojeń.

Dopiero próba udarowa udarami pełnymi i uciętymi o normalnej amplitudzie pozwala określić zdolność transformatora do wytrzymywania bez uszkodzeń przepięć atmosferycznych — zarówno pod względem technologicznym, jak i konstrukcyjnym. Wyniki próby udarowej transformatora — przy stwierdzeniu uszkodzeń powstałych w czasie próby oraz ustaleniu ich miejsca — informują nas o jego wytrzymałości udarowej i w konsekwencji pozwalają na jej poprawę. Przy próbie udarowej transformatora, szczególnie przy próbie udarami uciętymi, najbardziej narażona na uszkodzenie jest izolacja podłużna uzwojenia, tzn. izolacja międzyzwojowa, międzywarstwowa i międzycewkowa; toteż najczęściej spotykanym uszkodzeniami są uszkodzenia tej właśnie izolacji. Zagrożenie izolacji uzwojenia wywołane przez doprowadzenie fali udarowej zależy od konstrukcji uzwojenia oraz technologii jego wykonania. Dlatego próba udarowa ma do spełnienia ważną rolę wykrycia błędów konstrukcyjnych oraz błędów wykonawstwa i technologii transformatora.

Mimo długoletnich prac wybitnych uczonych nie opracowano dotychczas zupełnie pewnych metod przeprowadzania prób udarowych. Szczególnie należy podkreślić brak pewnych metod wykrywania uszkodzeń powstałych w czasie próby udarem uciętym.

Tematem niniejszego artykułu będzie zbiorcze przedstawienie obecnego stanu prac badawczych nad metodyką przeprowadzania prób udarowych transformatorów oraz nad stosowanymi metodami stwierdzania i odszukiwania uszkodzeń transformatorów na podstawie kilkoletnich prac Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki oraz literatury zagranicznej.

2. Zarys historyczny.

Początek prób określenia wytrzymałości transformatorów na przepięcia atmosferyczne przypada na rok 1923, kiedy to wprowadzono w Szwajcarii próby transformatorów tak zwanymi falami o stromym czole [21]. Pierwsze próby udarem o określonym kształcie zostały dokonane w latach 1929-30 [11, 14, 13], a w roku 1933 wydano pierwsze przepisy normalizujące i dokładnie precyzujące metodykę przeprowadzenia prób udarowych transformatorów [12]. Przepisy te przewidują doprowadzenie do każdego zacisku uzwojeń transformatora udarów biegunowości dodatniej o następujących wartościach:

1) udar o wartości szczytowej 10% niższej od podstawowego poziomu izolacji *) uzwojenia;

2) udar o wartości szczytowej równej podstawowemu poziomowi izolacji uzwojenia;

3) udar o wartości szczytowej 10% wyższej od podstawowego poziomu izolacji uzwojenia;

4) udar ucięty przez przeskok na izolatorze.

Jednocześnie badany transformator jest zasilany znamionowym napięciem o częstotliwości 50 Hz. Chwila doprowa-

*) Podstawowy poziom izolacji jest to wartość szczytowa probierczego napięcia udarowego, określona dla napięcia znamionowego transformatora (według PN/E 05001 $U_p = 4{,}7\ U_n + 30$ kV).

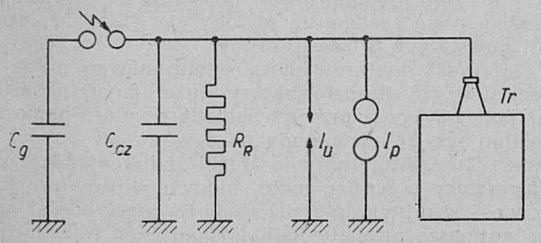
dzenia udaru winna znajdować się w granicach ± 15% od szczytu przeciwnej biegunowości napięcia wzbudzenia. Udar jest znormalizowany w następujących granicach: czas trwania czoła 0,5 — 2,5 μs oraz czas trwania grzbietu 40 — 50 μs. Jako wskaźniki uszkodzeń powstałych w czasie próby zaleca się: rejestrację oscylograficzną udaru doprowadzonego; obserwację zmian napięcia i prądu wzbudzenia; obserwację zjawisk akustycznych wewnątrz kadzi; pojawienie się dymu i bąbli na powierzchni oleju.

Czułość zalecanych metod stwierdzania uszkodzeń jest bardzo mała. Metoda rejestracji oscylograficznej udaru doprowadzonego pozwala zaledwie na wykrycie — w warunkach korzystnych — zwarć większych od 10% całkowitej liczby zwojów uzwojenia. Inne metody mają czułość jeszcze mniejszą.

Niepewność określenia wyników próby udarowej transformatora jest przyczyną stosunkowo małego zakresu stosowania tych prób w następnych latach; próby te nie tylko nie spełniają swego zadania, lecz — przeciwnie — mogą powodować osłabienie izolacji uzwojenia. Na podstawie przeglądu prac nad zagadnieniem prób udarowych transformatorów, prowadzonych od tego czasu przez wielu badaczy, wśród których należy wymienić Pierlina, Krajza, Norrisa, Langlois-Berthelota, Hagengutha, Aeschlimanna, Wellauera i Stenkvista, można stwierdzić, że do chwili obecnej zagadnienie nie jest całkowicie rozwiązane. Powstało wiele metod wykrywania uszkodzeń, opartych przede wszystkim na rejestracji oscylograficznej prądów i napięć, które powstają w uzwojeniu transformatora w czasie próby udarowej. Żadna z nich jednak nie pozwala na wszechstronne stosowanie do wszystkich typów transformatorów z dostateczną pewnością określenia wyniku próby. Stosunkowo najszersze zastosowanie znalazła metoda „prądu zerowego" J. H. Hagengutha wprowadzona w r. 1944 [5] oraz zalecana w amerykańskiej normie na próby udarowe.

3. Metoda przeprowadzania prób i opis układu probierczego.

Próby udarowe transformatorów w ZWN Instytutu Elektrotechniki wykonywa się na podstawie projektu radzieckiej normy na próby udarowe transformatorów oraz normy amerykańskiej ASA C-57.22-1948.



Rys. 1. Układ do przeprowadzania prób udarowych transformatorów

C_g — generator udarowy
C_{cz} — pojemność kształtująca czoło udaru
I_u — iskiernik ucinający udar
I_p — kulowy iskiernik pomiarowy
Tr — transformator badany
R_R — oporność rozładowcza

Próby udarowe polegają na doprowadzeniu do zacisków wszystkich uzwojeń transformatora serii udarów o biegunowości dodatniej lub ujemnej i o wartości szczytowej odpowiadającej podstawowemu poziomowi izolacji poszczególnych uzwojeń. Podstawowy poziom izolacji określa norma na koordynację izolacji. Próba polega na doprowadzaniu następującego szeregu udarów:

1) udaru pełnego o amplitudzie obniżonej wartości 50—70% podstawowego poziomu izolacji;

2) dwóch udarów uciętych po 2 — 3 μs o wartości szczytowej 115% podstawowego poziomu izolacji;

3) udaru pełnego o amplitudzie równej 100% podstawowego poziomu izolacji.

Kształt znormalizowanej fali udarowej jest 1/50 μs. Próby udarowe przeprowadza się w układzie probierczym jak na rys. 1.

Pojemność generatora udarowego C_g powinna być tak dobrana, aby przy próbie transformatorów o małej indukcyjności uzwojeń kształt udaru nie odbiegał od znormalizowanego. W tym celu do prób udarowych transformatorów dużych o stosunkowo niskim napięciu znamionowym pojemność generatora i pojemność regulująca czoło udaru (C_{cz}) powinny być możliwie największe, a oporność R_R jak najmniejsza. Z drugiej strony dla stosowanych metod stwierdzania uszkodzeń ważne jest, aby kształt udaru doprowadzonego był w jak największym stopniu zależny od indukcyjności badanego transformatora. Mamy więc dwa sprzeczne ze sobą warunki, których jedynym rozwiązaniem jest wyjście pośrednie, to znaczy dobór stałych generatora dla transformatorów średniego napięcia i średniej mocy. Dla prób udarowych transformatorów wysokiego napięcia i małej mocy otrzymamy zmniejszenie czułości wykrywania metodą rejestracji udaru doprowadzonego, które dla tych prób ma i tak zupełnie niedostateczną czułość. Natomiast dla transformatorów niskich napięć i dużej mocy otrzymamy skrócenie czasu trwania udaru w stosunku do znormalizowanego kształtu, co w niewielkich tylko granicach wpływa na wartość naprężeń izolacji podłużnej transformatora, najbardziej w czasie próby udarowej naprężanej. Czas do półszczytu udaru doprowadzonego nie powinien jednak być mniejszy od 15μs. Pod tym względem duże praktyczne znaczenie mają generatory udarowe o przełączalnych elementach szeregowo-bocznikowych. Generatory te mają stosunkowo dużą pojemność przy niskich zakresach napięć, a mniejszą przy wysokich.

Zazwyczaj stosowanym iskiernikiem do ucinania udarów (I_u) jest iskiernik sztabowy. Powinien on mieć możliwie najbardziej stromą charakterystykę udarową. Składają się na to dwa powody: 1) rozrzut generatora udarowego, 2) pewien spadek wartości szczytowej udaru oraz wydłużenie czoła po doprowadzeniu udaru do badanego transformatora. Oba te czynniki mogą wywołać nawet dość znaczne zmiany w czasie do ucięcia nastawionym przed przyłączeniem transformatora. W ZWN IEltu najlepszym w stosowaniu okazał się układ ucinający sztaba-płyta.

Przygotowanie transformatora do prób jest zagadnieniem dość skomplikowanym i uwarunkowanym szeregiem czynników często ze sobą sprzecznych. Transformator w czasie próby winien znajdować się w warunkach jak najbardziej zbliżonych do warunków pracy w eksploatacji. Wymaganie to, choć logiczne, nie zawsze może być spełnione podczas próby udarowej.

Rdzeń, skrzynia i punkt zerowy transformatorów pracujących normalnie z zerem uziemionym powinny być uziemione bezpośrednio lub przez mały opór, jeżeli stosuje się jako metodę stwierdzenia uszkodzeń rejestrację „prądu zerowego" (tzn. prądu płynącego z punktu zerowego transformatora do ziemi). Dla transformatorów pracujących z izolowanym punktem zerowym należy go nie uziemiać, chyba, że znajdzie konieczność stosowania — jako metody stwierdzania uszkodzeń — metody prądu zerowego.

Do niedawna stosowane wzbudzenie badanego transformatora napięciem wolnozmiennym w czasie próby udarowej jest obecnie często pomijane z powodu stosunkowo małego wpływu napięcia wolnozmiennego na naprężenia izolacji transformatorów. Naprężenia udarowe — szczególnie przy udarach uciętych — osiągają wartości do 20 razy większe od naprężeń przy napięciu 50 Hz. Poza tym wzbudzenie transformatora w czasie próby sprawia wiele kłopotów, jak konieczność stosowania zabezpieczeń przed przepięciami w układzie zasilającym, utrudnienie stosowanych metod stwierdzania uszkodzeń, uniemożliwienie zwierania bezpośredniego lub przez oporności ochronne uzwojeń nie poddanych próbie.

Pewne ułatwienie w odszukaniu miejsca uszkodzeń powstałych w czasie próby napięcie wzbudzenia (wypalenie izolacji przez łuk od napięcia 50 Hz) — przy obecnych metodach odszukiwania za pomocą oscylogramów napięć lub prądów udarowych — nie jest istotne.

Przy doprowadzeniu udaru do jednego uzwojenia badanego transformatora w innych uzwojeniach indukują się elektrostatycznie lub elektromagnetycznie pewne napięcia, osiągające często wartości niebezpieczne dla izolacji (innych faz badanego uzwojenia, uzwojenia dolnego napięcia). Zjawisko to powoduje konieczność ochrony tych uzwojeń przed niebezpiecznymi dla izolacji przepięciami, tzn. przekraczającymi 80% podstawowego poziomu izolacji tych uzwojeń. Niebadane uzwojenia można zabezpieczyć zwierając i uziemiając je bezpośrednio, przez oporniki stałe lub zmiennooporowe, względnie przy pomocy iskierników. Ochrona iskiernikami lub płytkami zmiennooporowymi w znacznej mierze utrudnia, a nawet uniemożliwia stwierdzenie uszkodzeń w czasie próby

udarowej z powodu zmian zachodzących w funkcji wysokości napięcia doprowadzonego (nieporównywalność oscylogramów przy napięciu obniżonym i pełnym). Zwieranie uzwojeń bezpośrednie lub przez niewielkie opory wpływa na znaczne zmniejszenie czułości stwierdzania uszkodzeń opartych na zmianach strumienia magnetycznego. Z wyżej wymienionych powodów oporniki ochronne stosowane w czasie próby na uzwojeniach niebadanych powinny być możliwie jak największe. Bardzo jest zalecany przed próbą pomiar napięć indukowanych w niebadanych fazach przy napięciu obniżonym dla wyboru maksymalnych możliwych oporności ochronnych. Pomiar ten można wykonać również przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych. Zawsze jednak jeden koniec każdego z uzwojeń powinien być uziemiony. Wpływ zwarć uzwojeń na rozkład napięć w uzwojeniu badanym jest niezbyt duży.

Połączenie uzwojeń przełączalnych, szeregowo równoległych lub regulacyjnych w czasie próby powinno być tak dobrane, aby liczba zwojów w uzwojeniu badanym była jak najmniejsza, a w uzwojeniach wolnych jak największa.

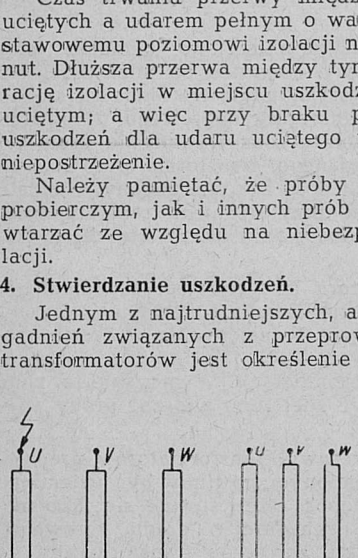
Przy udarach pełnych dla uniknięcia przeskoku na izolatorze często należy powiększyć odstęp izolacyjny.

Czas trwania przerwy między ostatnim z dwóch udarów uciętych a udarem pełnym o wartości szczytowej równej podstawowemu poziomowi izolacji nie powinien przekraczać 5 minut. Dłuższa przerwa między tymi udarami umożliwia regenerację izolacji w miejscu uszkodzenia powstałego przy udarze uciętym; a więc przy braku pewnej metody wykrywania uszkodzeń dla udaru uciętego uszkodzenie to może przejść niepostrzeżenie.

Należy pamiętać, że próby udarowej pełnym napięciem probierczym, jak i innych prób napięciowych, nie wolno powtarzać ze względu na niebezpieczeństwo uszkodzenia izolacji.

4. Stwierdzanie uszkodzeń.

Jednym z najtrudniejszych, a zarazem najważniejszych zagadnień związanych z przeprowadzaniem prób udarowych transformatorów jest określenie wyniku próby, czyli wykrywanie uszkodzeń powstałych w uzwojeniu na skutek doprowadzenia fali udarowej.



Rys. 2. Metoda prądu zerowego

Wyniki, na których oparto się w niniejszym artykule, uzyskano na podstawie przeprowadzonych prób udarowych, pomiarów przy sztucznie wykonanych zwarciach oraz pomiarów wykonanych oscylografem o wielokrotnym zapisie udarów. Przedmiotem badań było kilka transformatorów na 15 i 30 kV o mocy 100 kVA, kilka przekładników napięciowych i prądowych na 6 — 110 kV oraz model układu izolacyjnego transformatora mocy na 110 kV. Model ten miał jedną fazę uzwojenia GN i DN transformatora na 110/6 kV, 10 MVA. Rdzeń zastąpiono ekranem z blachy miedzianej.

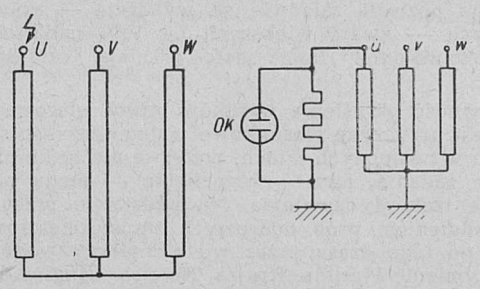
Jak już wspomniano wyżej, najpewniejszą metodą stwierdzania uszkodzeń w czasie próby udarowej jest rejestracja oscylograficzna napięć i prądów wywołanych w uzwojeniach transformatora przez doprowadzenie fali udarowej do jednego z zacisków. Pozostaje tylko wybór wielkości elektrycznej przeznaczonej do rejestracji jako wskaźnika uszkodzeń. Stwierdzanie uszkodzeń polega na porównywaniu przebiegów otrzymanych przy udarze obniżonym i normalnym.

Metody oscylograficzne dzielą się na dwie zasadnicze grupy:

1) metody oscylografowania drgań bardzo wysokiej częstotliwości, tzn. rejestracja zmian prądów i napięć powstałych bezpośrednio na skutek zwarcia w uzwojeniu;

2) metoda rejestracji oscylograficznej drgań niskiej częstotliwości czyli zmian w przebiegach prądów i napięć, wywołanych zmianami strumienia magnetycznego przy zwarciach w uzwojeniu.

Rejestracja drgań wysokiej częstotliwości szczególnie polecana przez Stenkvista i Wellauera [19, 22] polega na rejestracji zaburzeń w prądach lub napięciach oscylografowanych wywołanych przy przebiciach izolacji międzyzwojowej, międzywarstwowej, międzycewkowej lub głównej. Drgania te przenoszą się przez pojemność. Przy pomiarze „prądu zerowego" przenoszą się one przez pojemności szeregowe uzwojenia; w metodach stwierdzania uszkodzeń przy pomocy napięć indukowanych w uzwojeniach bezpośrednio nie badanych lub prądu płynącego ze skrzyni do ziemi przenoszą się one odpowiednio przez pojemności do innych uzwojeń lub pojemności do skrzyni transformatora. Rejestracji dokonuje się przy dużych prędkościach pisania promienia lampy oscylograficznej (czas trwania zapisu rzędu 10 μs), gdyż drgania w układzie przenosząc się przez pojemność docierają do układu pomiarowego bez opóźnienia. Wadą metod opartych na szybkim zapisie jest trudność usunięcia drgań powstających między pojemnością do regulacji czoła udaru i transformatorem, drgań wywołanych ulotem oraz drgań indukowanych w układzie pomiarowym. Wymienione czynniki są niepowtarzalne, zmieniające się w funkcji napięcia lub innych czynników przypadkowych. Pewną zaletą tej metody jest rejestracja zwarć krótkotrwałych, szybko gasnących, które czasem przy oscylografowaniu przebiegów niskiej częstotliwości mogłyby być niedostrzeżone. Jednak badania przeprowadzone w ZWN IElu wykazały wyraźną wyższość metod stwierdzania uszkodzeń opartej na rejestracji przebiegów wielkozmiennych [4].



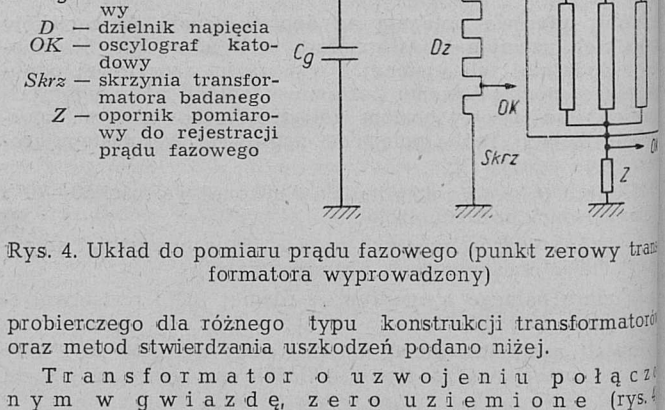
Rys. 3. Metoda napięcia indukowanego na uzwojeniu DN

Przy przeprowadzaniu prób udarowych transformatorów w ZWN przyjęto na podstawie kilkuletnich prac nad tym zagadnieniem dwie zasadnicze metody stwierdzania uszkodzeń izolacji powstałych w czasie próby:

1) dla transformatorów mocy o stosunkowo niskiej indukcyjności uzwojeń (transformatory dużej mocy na niskie napięcia) jako najlepszą przyjęto metodę pomiaru prądu zerowego (według rys. 2) lub metody pokrewne;

2) dla transformatorów o dużej indukcyjności uzwojeń (transformatory o bardzo małej mocy i stosunkowo wysokim napięciu — skrajnym przypadkiem są przekładniki napięciowe) za najlepszą przyjęto metodę opartą na rejestracji napięcia indukowanego na uzwojeniu DN (rys. 3).

Równocześnie z pomiarem jednej z tych wielkości rejestruje się napięcie doprowadzone. Dokładne połączenie układu



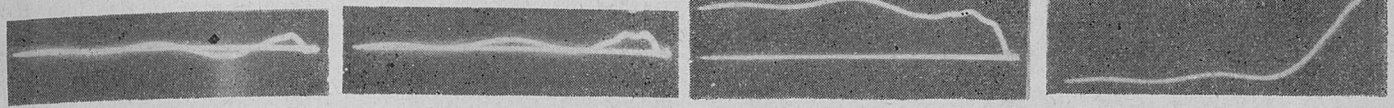
C_g — generator udarowy
D — dzielnik napięcia
OK — oscylograf katodowy
$Skrz$ — skrzynia transformatora badanego
Z — opornik pomiarowy do rejestracji prądu fazowego

Rys. 4. Układ do pomiaru prądu fazowego (punkt zerowy transformatora wyprowadzony)

probierczego dla różnego typu konstrukcji transformatorów oraz metod stwierdzania uszkodzeń podano niżej.

Transformator o uzwojeniu połączonym w gwiazdę, zero uziemione (rys. 4). Dla transformatorów z wyprowadzonym punktem zerowym i połączeniem w gwiazdę stosuje się metodę stwierdzania uszkodzeń podaną przez Stenkvista [20], tzw. metodę pomiaru prądu fazowego, stanowiącą pewną modyfikację metody H

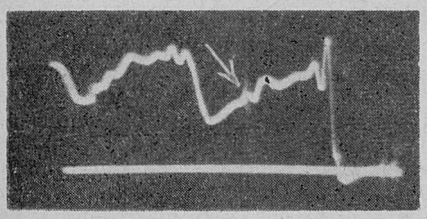
gengutha pomiaru prądu zerowego. Prąd fazowy jest to całkowity prąd wpływający do uzwojenia transformatora (jest on równy prądowi zerowemu przy skrzyni transformatora izolowanej połączonej z punktem zerowym transformatora). Stwierdzanie uszkodzeń przy powyższej metodzie polega na rejestracji zmian tego prądu na skutek zmiany indukcyjności transformatora przy zwarciu części zwojów. W zależności od charakteru zwarcia oraz od tego, czy powstanie zwarcie dużej czy małej części uzwojenia, na przebiegu prądu rejestrowanego zauważymy mniej lub więcej wyraźne zmiany w stosunku do kształtu przebiegu prądu bez uszkodzenia. Oscylogramy na rys. 5, podają przebiegi otrzymane przy sztucznych zwarciach na transformatorze (15 kV, 100 kVA). Rys. 6 przedstawia wyraźnie zarejestrowane wyładowanie niezupełne (jonizacja), zaobserwowane w czasie próby udarowej modelu transformatora na 110 kV.



a — przebieg bez uszkodzenia *b* — jeden zwój zwarty *c* — zwarta jedna cewka *d* — przebicie izolacji głównej transformatora

Rys. 5. Oscylogramy uzyskane przy rejestracji prądu fazowego w transformatorze na 15 kV, 100 kVA przy sztucznych zwarciach; czas rejestracji 100 μs

Jak widać z oscylogramu na rys. 5 przy zwarciu zupełnym, przeradzającym się w zwarcie łukowe lub nawet metaliczne, można zaobserwować wyraźną zmianę (podniesienie się względem osi odniesienia) krzywej podstawowej przebiegu prądu spowodowaną zmianą indukcyjności uzwojenia. Przy zwarciu niezupełnym lub — inaczej — przy powstaniu wyładowania niezupełnego, nie przechodzącego w łuk elektryczny, krzywa



Rys. 6. Oscylogram prądu fazowego uzyskany w czasie próby udarowej modelu transformatora na 110 kV z wyraźnie zarejestrowanym wyładowaniem niezupełnym (miejsce zaznaczone strzałką); czas rejestracji 100 μs

podstawowa prądu rejestrowanego (zależna od indukcyjności transformatora) nie uległa zmianie, natomiast nałożyły się na nią drgania bardzo wysokiej częstotliwości. Drgania te nie przenoszą się wzdłuż uzwojenia wraz z rozchodzeniem się fali, lecz są przenoszone bezpośrednio, bez opóźnienia przez pojemności szeregowe transformatora.

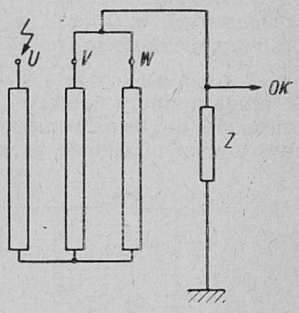
Wartość oporności pomiarowych Z (rys. 4.) zależna jest od wartości prądu, a więc od indukcyjności (mocy) badanego transformatora. Może się ona wahać od kilku omów lub nawet części oma dla transformatorów dużej mocy do kilkudziesięciu omów dla transformatorów małych. Wartość oporności najlepiej dobrać doświadczalnie przed próbą udarową przy udarach o amplitudzie obniżonej w zależności od czułości posiadanego oscylografu.

W transformatorach dużych, o dużej pojemności wejściowej, w chwili początkowej po doprowadzeniu udaru pojawia się bardzo duży szczyt prądu fazowego przeniesiony przez zastępczą siatkę pojemnościową transformatora. Szczyt ten może być niebezpieczny dla układu pomiarowego, a ze względu na zbyt dużą amplitudę nawet nie zmieściłby się na ekranie lampy oscylograficznej, wskutek czego nie może zarejestrować ewentualnych uszkodzeń w początkowych cewkach uzwojenia. Z tego powodu należy bądź znacznie zmniejszyć oporność pomiarową, co w konsekwencji obniży czułość wykrywania uszkodzeń, bądź — co jest znacznie lepiej — dodać równolegle z opornikiem kondensator.

Stwierdzanie metodą prądu fazowego uszkodzeń powstałych wskutek udarów uciętych jest w normalnych warunkach nie wystarczające. Wynika to z niepowtarzalności przebiegów spowodowanej bądź przez różne czasy do ucięcia udarów doprowadzanych, bądź na skutek drgań powstających po ucięciu, a zależnych od wartości napięcia doprowadzonego. Z powyższych powodów jako stwierdzenie uszkodzeń powstałych na skutek doprowadzenia udarów uciętych traktuje się przebieg prądu zerowego przy udarze pełnym bezpośrednio po nich następującym.

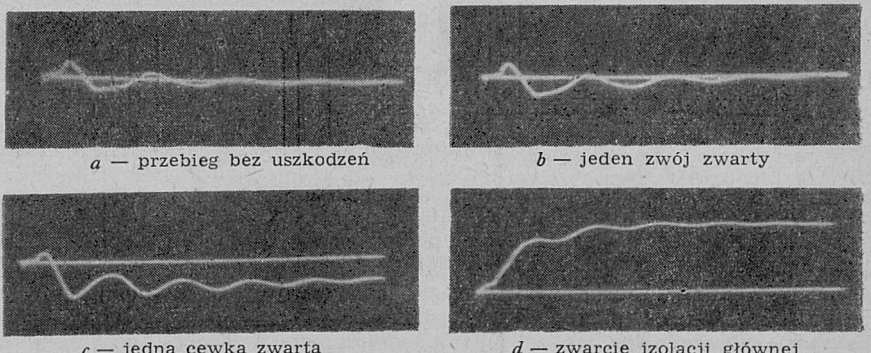
Czułość metody prądu fazowego waha się około 0,1 — 0,5% zwojów zwartych.

Transformator połączony w gwiazdę z punktem zerowym niewyprowadzonym (rys. 7). Jeżeli punkt zerowy badanego transformatora jest niedostępny (niewyprowadzony), wówczas istnieje możliwość zastosowania bardzo czułej metody stwierdzania uszkodzeń, tzn. rejestracji prądu płynącego w uzwojeniu GN (rys. 7). Oscylogramy na rys. 8 przedstawiają przebieg prądu w uzwojeniu GN przy sztucznie wykonanych zwarciach na transformatorze na 15 V i 100 kVA. Inne warunki są identyczne jak w metodzie prądu fazowego.



Rys. 7. Układ pomiarowy przy pomiarze prądu w uzwojeniu GN

Transformator mocy połączony w trójkąt. W transformatorach o uzwojeniu GN połączonym w trójkąt występują pewne komplikacje przy wykrywaniu uszkodzeń. Dla schematów *a* i *b* na rys. 9 metoda stwierdzania uszkodzeń zasadniczo nie różni się od normalnego schematu dla prądu fazowego, jednak oba schematy mają pewne wady. Przy pomiarze według schematu *a* nie można wykryć, która z dwóch faz *UV* czy *UW* uległa uszkodzeniu. Wykrycie uszkodzeń przy schemacie *b* wymaga zastosowania dwóch oscylografów, łącznie więc z oscylografem rejestrującym udar doprowadzony potrzebne są trzy oscylografy do przeprowadzenia próby udarowej transformatora. Samo stwierdzanie uszkodzeń w poszczególnych fazach jest utrudnione wskutek tego, że uszkodzenia jednej fazy wywołują zmiany w przebiegach rejestrowanych na obu oscylografach, choć na jednym z nich zawsze uszkodzenie będzie bardziej widoczne, a na drugim częściowo stłumione przy przejściu przebiegów wyrównawczych przez fazę *VW*. Metoda różnicowa według schema-

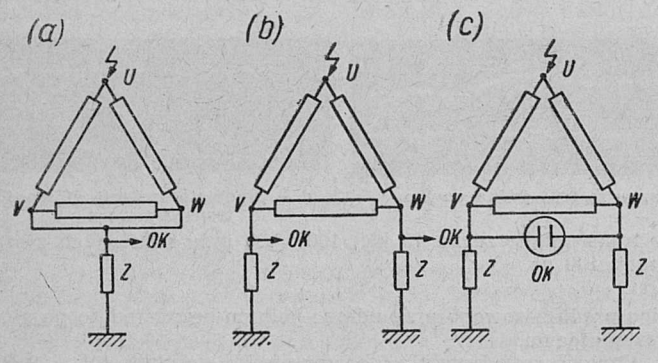


a — przebieg bez uszkodzeń *b* — jeden zwój zwarty *c* — jedna cewka zwarta *d* — zwarcie izolacji głównej

Rys. 8. Oscylogramy uzyskane przy rejestracji prądu w uzwojeniu GN na transformatorze „15 kV, 100 kVA" przy sztucznych zwarciach: czas restracji 100 μs

tu c jest stosunkowo najlepsza. Pewną trudnością jest tu konieczność zastosowania oscylografu szybkopiszącego do przebiegów udarowych z wejściem symetrycznym.

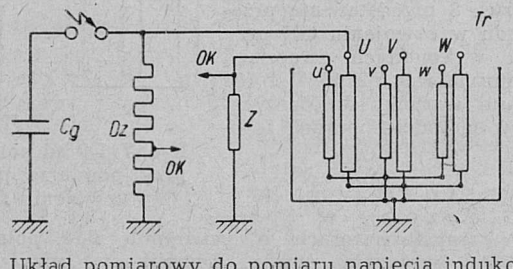
Wybór między podanymi trzema alternatywami zależy od posiadanej aparatury pomiarowej, przy czym najlepsze są me-



Rys. 9. Układy pomiarowe dla transformatorów połączonych w trójkąt

tody według schematów b i c. Pewnym ułatwieniem, możliwym do zastosowania przy stwierdzaniu uszkodzeń w uzwojeniach połączonych w trójkąt, jest opisana poniżej metoda, oparta na rejestracji napięcia indukowanego w uzwojeniu DN.

Transformatory małej mocy (rys. 10). Metoda pomiaru napięcia indukowanego w uzwojeniu DN stosuje się do transformatorów, w których bardzo duża liczba zwojów czyni metodę prądu fazowego zbyt mało czułą. Wpły-



Rys. 10. Układ pomiarowy do pomiaru napięcia indukowanego w uzwojeniu DN

C_g — generator udarowy
Dz — dzielnik napięcia
Z — opornik pomiarowy
Tr — badany transformator

wa na to przede wszystkim zbyt duża indukcyjność uzwojeń znacznie ograniczająca wielkość prądu udarowego, przepływającego przez badane uzwojenie, oraz niefalowy charakter zjawisk udarowych w tych transformatorach. Jak stwierdzono doświadczalnie, metoda wykrywania uszkodzeń drogą rejestracji napięcia indukowanego wykazuje dla krańcowego przypadku, tzn. przy próbach udarowych przekładników napięciowych, znacznie większą czułość (rys. 11).

Doboru opornika pomiarowego Z (rys. 10) dokonywa się doświadczalnie przy doprowadzeniu udarów o obniżonej amplitudzie. Opornik ten ma za zadanie ograniczenie napięcia indukowanego do wartości, które nie są niebezpieczne dla oscylografu rejestrującego przebiegi. Wielkość opornika powinna być jak największa, gdyż w tym wypadku zwiększa się czułość metody. Na ogół stosuje się opornik pomiarowy o wartości kilkuset omów.

Zakres stosowania metody wykrywania uszkodzeń, opartej na rejestracji oscylograficznej napięcia indukowanego na uzwojeniu DN, ogranicza się do transformatorów bardzo małej mocy (kilkadziesiąt kilowoltoamperów) o uzwojeniu wartstwowym oraz do przekładników napięciowych i transformatorów probierczych.

Należy zaznaczyć, że pewne utrudnienie przy ostatniej metodzie wykrywania uszkodzeń stanowią uzwojenia DN połączone w zygzak, jednak i w tym przypadku dokładność metody jest wystarczająca.

Przy próbach udarowych transformatorów w ZWN IEl stosuje się — dla większej pewności wykrywania uszkodzeń — dodatkowo metodę sprawdzającą, która polega na rejestracji zjawisk dźwiękowych, występujących w skrzyni transformatora przy przejściu fali udarowej przez uzwojenie. Przy doprowadzeniu udaru do uzwojenia transformatora w oleju powstaje fala ciśnieniowo-akustyczna związana z dynamicznym działaniem prądu udarowego. Falę tę rejestruje zanurzona w oleju sonda akustyczna (mikrofon), przyłączona przez wzmacniacz do oscylografu. Gdy w czasie próby nastąpi przebicie izolacji uzwojenia, kształt fali akustycznej ulega zmianie, co pozwala na zastosowanie metody akustycznej do wykrywania uszkodzeń. Czułość tej metody jest nieco mniejsza niż innych stosowanych metod oscylograficznych, szczególnie w transformatorach dużych, w których fala akustyczna ulega znacznemu stłumieniu. Na rys. 12 podano porównawcze oscylogramy przy wykrywaniu uszkodzeń w próbie udarowej transformatora metodą akustyczną oraz metodą prądu fazowego.

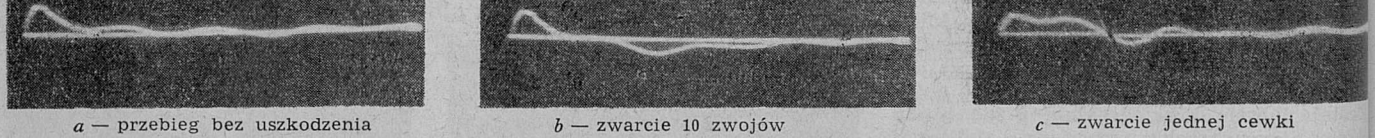
Rejestracja zjawisk akustycznych powstających w skrzyni transformatora wymaga: a) zachowania ciszy w czasie próby, b) wykonania w pokrywie transformatora specjalnego otworu do wpuszczania sondy akustycznej, c) dobrego ekranowania układu pomiarowego dla uniknięcia wpływów elektrycznych zniekształcających rejestrowane przebiegi.

Zaletą sondy akustycznej jest możliwość rejestrowania uszkodzeń powstałych przy udarach uciętych, których inne stosowane metody nie są w stanie wykryć. Schemat układu pomiarowego do przeprowadzania prób z zastosowaniem wykrywania uszkodzeń metodą akustyczną podaje rys. 13.

5. Ustalenie miejsc uszkodzenia.

W celu poprawy konstrukcji uzwojeń transformatorowych z punktu widzenia ich wytrzymałości na przepięcia atmosferyczne bardzo ważnym czynnikiem jest odnalezienie punktu uszkodzenia powstałego w czasie próby. Dokładne ustalenie miejsc uszkodzenia pozwala na wykrycie w uzwojeniach transformatora błędów zarówno konstrukcyjnych i technologicznych, jak i wykonawstwa, co w konsekwencji daje możność poprawy wytrzymałości udarowej dalszych typów transformatorów.

Pierwsze stosowane metody odszukania miejsca uszkodzenia polegały na rozwinięciu uszkodzonego uzwojenia transformatora przy dokładnej obserwacji wypaleń izolacji papierowej. Dla ułatwienia stosowano wypalanie miejsca uszkodzenia przez wzbudzanie w czasie próby, doprowadzanie szeregu udarów o obniżonej amplitudzie po udarze, który uszkodzenie spowodował, albo też wykonywano próby napięciem wolnozmiennym po próbie udarowej transformatora. Metody te są



a — przebieg bez uszkodzenia
b — zwarcie 10 zwojów
c — zwarcie jednej cewki

Rys. 11. Oscylogramy uzyskane przy rejestracji napięcia indukowanego na uzwojeniu DN przekładnika napięciowego 30-kilowoltowego przy sztucznych zwarciach; czas rejestracji 1000 μs

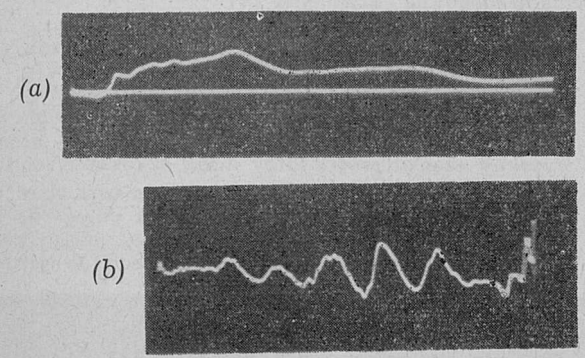
równo mało dokładne (małe uszkodzenia często zostają niedostrzeżone), jak i bardzo kłopotliwe i pociągają za sobą całkowite zniszczenie uzwojenia.

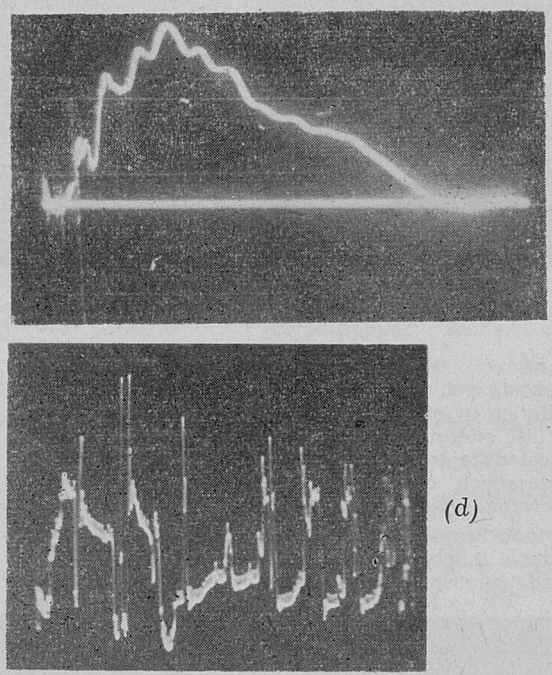
Już pierwsi badacze w dziedzinie wykrywania uszkodzeń w czasie prób udarowych transformatorów zauważyli, że zmiany rejestrowanych przebiegów napięć i prądów w pewnej mierze zależą od miejsca powstania zwarcia w uzwojeniu; ze zjawiska tego jednak nie potrafili wyciągnąć wniosków ogólnych. Dopiero Stenkvist [20] pierwszy opracował metodę dokładnego ustalenia miejsca uszkodzenia z oscylogramów prądu fazowego, uzyskanych w czasie próby. Inną metodę — dokładniejszą od poprzedniej — opracowano w ZWN IElu [10]. Metoda ustala miejsca uszkodzeń z oscylogramów napięcia, indukowanego w uzwojeniu DN transformatorów. Metody oscylograficzne mają znaczną wyższość nad dotychczas stosowanymi: a) znacznie czulsze, wykrywają nawet miejsce wyładowań nie-

pełnych, b) nie pociągają za sobą zniszczenia uzwojenia, a umożliwiają tylko zmianę cewki uszkodzonej, c) nie wymagają nadmiernej pracy.

Zasada odczytu z przebiegów oscylograficznych miejsca uszkodzenia w uzwojeniu polega na falowych zjawiskach, występujących w transformatorze po doprowadzeniu napięcia udarowego. Fala udarowa przechodząc przez uzwojenie wywołuje w pewnej chwili zwarcie części uzwojenia transformatora. W chwili uszkodzenia izolacji fala prądu w uzwojeniu ulega odkształceniu, które po pewnym określonym czasie od chwili doprowadzenia udaru zostaje zarejestrowane w postaci deformacji krzywej na przebiegu prądu lub napięcia rejestrowanego przy pomocy oscylografu. Znając prędkość rozchodzenia się fali w uzwojeniu oraz czas od doprowadzenia udaru do chwili uszkodzenia, można dość dokładnie określić miejsce powstałego zwarcia.

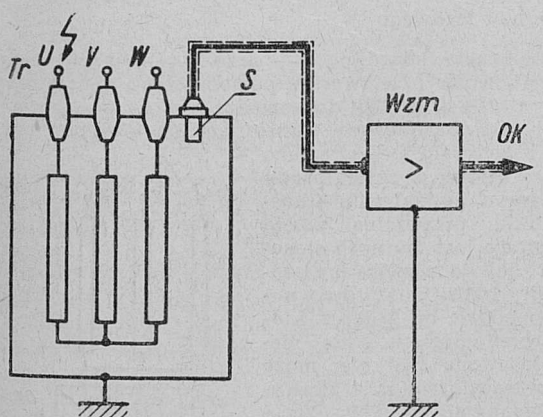
Oscylogramy na rys. 14 i 15 przedstawiają otrzymane przebiegi, zarejestrowane na oscylografie dla obu metod przy sztucznie wykonanych zwarciach na uzwojeniu modelu transformatora 110-kilowoltowego. Pomiary przeprowadzono przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych.





Rys. 12. Oscylogramy uzyskane w czasie próby udarowej transformatora na 30 kV, 100 kVA dla wykrycia uszkodzeń metodą prądu fazowego i metodą akustyczną; czas rejestracji 300 μs
a, c — przebiegi prądu fazowego bez uszkodzenia oraz przy przebiciu izolacji międzycewkowej
b, d — analogiczne przebiegi do wykrywania uszkodzeń metodą akustyczną

Dla przykładu obliczono odległość punktu uszkodzenia przy zwarciu cewki 7-ej przy pomocy metod „napięcia indukowanego w uzwojeniu DN" i „prądu fazowego". Prędkość przesuwania się fali dla obydwu metod określono z oscylogramów na rys. 14a i 15a, na których strzałką oznaczono miejsce odbicia fali udarowej od początku uzwojenia po dwukrotnym przebiegu fali przez uzwojenie; czas tego przebiegu wyskalowany według oscylogramów na rys. 14c i 15c wynosi 46,0 μs dla metody pierwszej i 42,3 μs dla metody drugiej. Długość uzwojenia transformatora wynosi 3800 m, a więc prędkości będą równe:



Rys. 13. Układ pomiarowy dla wykrywania uszkodzeń metodą akustyczną
Tr — transformator badany *Wzm* — wzmacniacz
S — sonda akustyczna *OK* — oscylograf katodowy

$$v_{\text{nap. ind.}} = \frac{2 \cdot 3800}{46{,}0} = 165 \text{ m}/\mu s,$$

$$v_{\text{pr. faz.}} = \frac{2 \cdot 3800}{42{,}3} = 180 \text{ m}/\mu s.$$

Różnice w otrzymanych prędkościach dla obydwu metod wynikają z innego układu połączeń transformatora oraz trudności określenia punktu odbicia fali przy metodzie prądu fazowego.

Na oscylogramie z rys. 14b początek odkształcenia (oznaczony strzałką) oddalony jest o ~ 6,1 μs, a więc długość odcinka do miejsca uszkodzenia będzie dla „metody napięcia indukowanego na uzwojeniu DN":

$$l_x = \frac{6{,}1 \cdot 165}{2} = 504 \text{ m}.$$

Z kształtu oscylogramu na rys. 15b (metoda „prądu fazowego") trudno jest rozstrzygnąć, który z dwóch punktów oznaczonych strzałką należy przyjąć za początek odkształcenia, długość odcinka obliczono przeto dla obu tych punktów, tzn. 1,56 i 5 μs:

$$l_x = \frac{(1{,}56 \div 5) \cdot 180}{2} = 140 \div 450 \text{ m}.$$

Rzeczywista długość tego odcinka uzwojenia wynosi 500 m. Błąd w ustaleniu miejsca metodą Stenkvista wynosi więc ok. 10%, a metodą ZWN ok. 1%. Dużą wadą metody Stenkvista jest ograniczenie stosowalności do transformatorów średniej i dużej mocy nawiniętych drutem profilowym. W transformatorach takich przebiegi wyrównawcze powstające po doprowadzeniu napięcia udarowego mają charakter wyraźnie falowy. Dla transformatorów, w których początkowy rozkład napięcia zbliżony jest do prostoliniowego (transformatory małodrgające, transformatory małej mocy nawinięte drutem okrągłym), zanika falowy charakter przebiegów wyrównawczych z równoczesnym wzrostem współczynnika tłumienia fal, co powoduje niemożność stosowania metody Stenkvista. Próby odszukania miejsca uszkodzenia przy pomocy napięcia indukowanego na uzwojeniu DN dla krańcowego przypadku przekładnika napięciowego 30-kilowoltowego wykazały, że metoda ta, choć również znacznie mniej dokładna niż w innych wypadkach, może i tu być stosowana (dokładność do ok. 25%). Dla ułatwienia odnalezienia miejsca uszkodzenia w cewkach lub częściach uzwojenia, określonych przy pomocy oscylografów można dodatkowo zastosować wypalanie miejsc zwarcia według wymienionych wyżej metod.

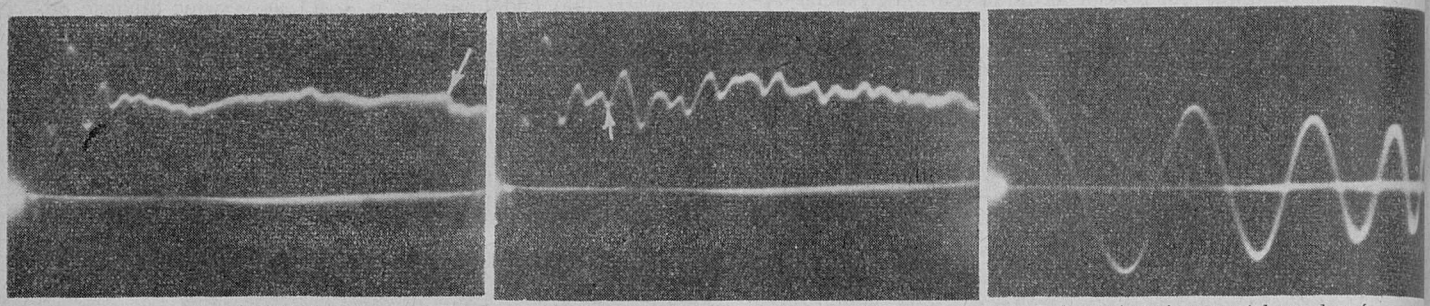
6. Kierunki rozwoju metod stwierdzania uszkodzeń i ustalania ich miejsca według badaczy zagranicznych.

P. G. Provoost [16] podaje dwie metody wykrywania uszkodzeń przy udarach uciętych. Metoda pierwsza polega na rejestracji prądu wzbudzenia transformatora poddanego próbie udarowej. Provoost stwierdza, że tą metodą można osiągnąć

znaczną czułość w wykrywaniu uszkodzeń przez obciążenie badanego transformatora. W ten sposób zwiększa się prawdopodobieństwo przerodzenia się zwarcia udarowego w łukowe na skutek większej akumulacji energii elektrycznej w sąsiedztwie punktu zwarcia. W warunkach transformatora nieobciążonego wskutek dużych stałych czasu układu zwarcie części uzwojenia udarem uciętym może zgasnąć, nim zdąży dopłynąć dostateczna ilość energii konieczna do podtrzymania łuku. Wadą metody jest duża trudność w doborze odpowiednich oporników obciążających oraz inne wyżej wymienione trudności związane ze wzbudzeniem transformatora.

Druga metoda Provoosta, stosowana do wykrywania uszkodzeń przy udarze uciętym, polega na równoczesnym doprowadzeniu do badanego uzwojenia wraz z udarem uciętym udaru pełnego o amplitudzie 50 — 70% udaru uciętego. Udar pomocniczy przedłuża czas trwania zwarcia, ułatwiając stwierdzenie uszkodzenia. Schemat stosowany przez Provoosta pokazany jest na rys. 16. Pewne zastrzeżenia przy stosowaniu tej metody budzi możliwość nałożenia się drgań od udaru pomocniczego na napięcia od udaru uciętego; może to spowodować niebezpieczne dla izolacji napięcia.

R. Elsner [2] proponuje metodę wykrywania uszkodzeń opartą na zastosowaniu zwartego uzwojenia DN jako sondy elektrostatycznej i rejestrowaniu prądu płynącego z tego uzwojenia do ziemi (rys. 17). Metoda powyższa według Elsnera doskonale nadaje się do stwierdzenia uszkodzeń i ustalenia ich miejsca dla różnego typu transformatorów. Uszkodzenia ujawniają się w postaci drgań wysokiej częstotliwości nałożonych na przebiegu prądu rejestrowanego. Dużą zaletą jest stosunkowo dokładne wykrywanie wyładowań niezupełnych oraz wykrywanie uszkodzeń przy udarach uciętych. Poza tym za powyższą metodą przemawia jej prostota. Wadą metody są wszystkie zastrzeżenia związane z rejestracją drgań bardzo wysokiej częstotliwości (przy dużej szybkości zapisu).



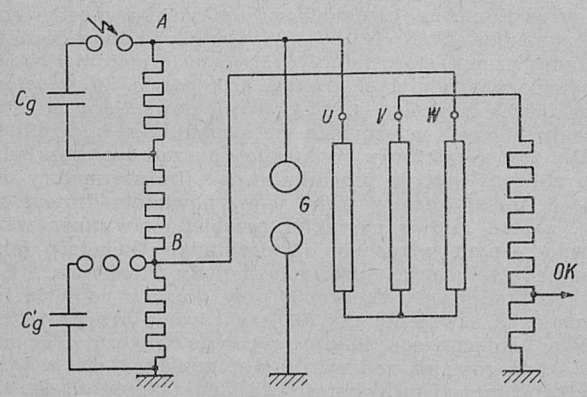
a — bez uszkodzeń *b* — przy zwarciu 7-ej cewki *c* — skalowanie osi czasu (okres drgań T = 12,5 μs)

Rys. 14. Oscylogramy przebiegu napięcia indukowanego na uzwojeniu DN

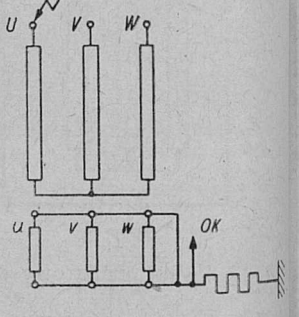
Dość oryginalną metodę wykrywania uszkodzeń proponuje W. Rabus [17]. Stwierdzenie uszkodzeń polega na rejestracji doprowadzonego udaru — przy równoczesnej kompensacji w układzie pomiarowym doprowadzonego do płytek oscylografu napięcia udarowego — przez niskonapięciowy udar o biegunowości przeciwnej z pomocniczego generatora udarowego. Układ (rys. 18) doprowadza się do równowagi przed właściwą próbą udarową transformatora. Wszelkie zaburzenia stanu równowagi rejestrowane na oscylografie w czasie próby świadczą o uszkodzeniu transformatora. Szczególną zaletą tej metody jest możność stosowania jej do wszelkich konstrukcji transformatorów, nawet do takich, do których żadna z wymienionych wyżej metod stosowana być nie może (np. autransformator z niewyprowadzonym punktem zerowym).

a — bez uszkodzeń *b* — przy zwarciu 7-ej cewki *c* — skalowanie osi czasu (okres drgań T = 12,5 μs)

Rys. 15. Oscylogramy przebiegu prądu fazowego



Rys. 16. Schemat połączeń w metodzie Provoosta z udarem pomocniczym dla wykrycia uszkodzeń przy udarach uciętych
C_g — generator udarowy
C'_g — pomocniczy generator udarowy
G — iskiernik ucinający



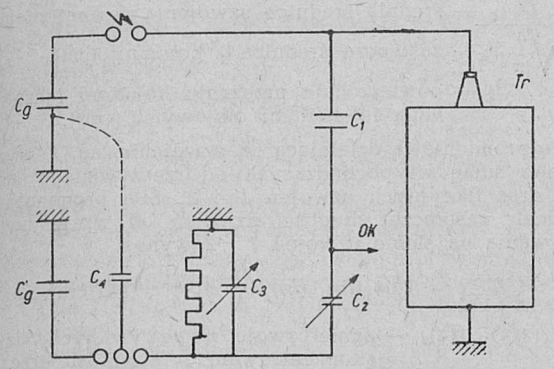
Rys. 17. Schemat połączeń dla metody Elsnera z zastosowaniem uzwojenia DN jako sondy elektrostatystycznej

Z przytoczonych wyżej prac widać, że najnowsze badania w dziedzinie metodyki prób udarowych koncentrują się przede wszystkim około zagadnienia wykrywania uszkodzeń przy udarach uciętych i ustalania ich miejsca, a także znalezienia prostych metod, które mogą być jak najszerzej stosowane do transformatorów różnego typu.

7. Zakończenie.

Z podanych wyżej rozważań wynika, że choć zagadnienie metodyki przeprowadzania prób udarowych transformatorów nie jest jeszcze zamknięte, to jednak stoi ono już na tym poziomie, że mogłoby i nawet powinno wyjść poza laboratoria. Próby udarowe, wprowadzone choćby jako próby typu w pro-

dukcji transformatorów, byłyby sprawdzianem wytrzymałości produkowanych transformatorów na przepięcia atmosferyczne oraz cenną wskazówką dla konstruktora co do kierunku prac nad jej poprawą. Próby udarowe jako próby wyrobu odegrałyby ważną rolę przy usuwaniu błędów w wykonaniu poszczególnych jednostek.



Rys. 18. Metoda wykrywania uszkodzeń według W. Rabusa

C — generator udarowy
C'_g — pomocniczy generator udarowy (4—8 kV)
C_1 — sprzęgający kondensator wysokonapięciowy
C_2, C_3 — kondensatory regulowane, równoważące układ pomiarowy
C_4 — kondensator synchronizujący
Tr — transformator badany

Wprowadzenie prób udarowych w fabrykach krajowych wymagałoby wyposażenia fabrycznych stacji probierczych w generatory udarowe oraz szybkopiszące oscylografy oraz opracowania dokładnych instrukcji w sprawie dokonywania prób udarowych. Przy pewnej specjalizacji fabryk co do zakresu mocy i napięcia produkowanych transformatorów instrukcje te byłyby dość proste i próby nie wymagały by wysokokwalifikowanych pracowników.

LITERATURA

[1] American Standard Test Code for Distribution, Power, and Regulating Transformers ASA C-57, 22—1948
[2] Elsner R. Détection des défauts d'isolment au cours des essais de choc des transformateurs (CIGRÉ, 1954, 101)
[3] Frid E. C. Mietodika impulsnych ispytanij transformatorow (Elektriczestwo, 1953, 3)
[4] Goliński J Porównanie metod określenia wyników próby udarowej transformatorów (Dokumentacja TWN/tra 110/3D/52)
[5] Hagenguth J. H. Progress in impulse testing of transformers (Transaction AIEE, 1944, 999)
[6] Krajz A. G. K mietodikie impulsnych ispytanij transformatorow (Elektriczestwo, 1947, 9)
[7] Krajz A. G. Obnaruženje powrieždienij pri impulsnych ispytanjach transformatorow (Elektriczestwo, 1951, 11)
[8] Langlois-Berthelot R. Une année d'essais sur les transformateurs de distribution (Bull. SEV, 1950, II, 577)
[9] Langlois-Berthelot R. An experimental contribution to the study of transformer insulation (CIGRÉ, 1950, 144)
[10] Lech W. Lokalizacja uszkodzeń powstających w czasie próby udarowej transformatorów (Arch. Elektrotechniki, 1954, 343)
[11] Montsinger V. M., Peters J. F. Impulse tests for transformers (Electr. World, 1929, 93, 1275)
[12] Montsinger V. M., Vogel F. J. Progress report on impulse testing of commercial transformers (Transactions AIEE, 1933, 409)
[13] Norris E. T. (Electr. World, December, 1930)
[14] Peek F. W. Lightning tests on power transformers (G. E. Review, 1930, 592)
[15] Provoost P. G. Les essais de choc des transformateurs (CIGRÉ, 1952)
[16] Provoost P. G. Essais de transformateurs au choc (CIGRÉ, 1954, 115)
[17] Rabus W. Méthode de différence de tension de choc pour la détection et la localisation des défauts produits dans les transformateurs pendant les essais au choc à onde pleine (CIGRÉ, 1954, 139)
[18] Rippon E. C., Hickling G. H. The detection by oscillographic methods of winding failures during impulse tests on transformers (Proceed. IEE, 1949, 769)
[19] Stenkvist E. CIGRÉ, 1946, 130
[20] Stenkvist E. Études de la détection et de la localisation des défauts dans essais de choc des transformateurs (CIGRÉ, 1952, 129)
[21] S E N. Normen für Spannungsprüfung (1923)
[22] Wellauer M. Bull. SEV, 1947, 149
[23] Lech W. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych (Przegl. Elektr., str. 64 niniejszego zeszytu)

VI

MGR INŻ. JERZY KULIKOWSKI
Katedra Maszyn Elektrycznych
Politechniki Łódzkiej

Siły zwarciowe w transformatorach

621.314:621.317.613.001.2

Treść. W artykule szczegółowo omówiono siły występujące w cylindrycznych uzwojeniach transformatorów w czasie zwarć zewnętrznych oraz podano sposoby ich obliczania. Wyznaczono rozkład sił osiowych wzdłuż wysokości uzwojeń przy różnych sposobach regulacji. Zwrócono uwagę na nierównomierny rozkład sił zwarciowych wzdłuż obwodu uzwojeń.

Силы короткого замыкания в трансформаторах. Подробно разбираются силы, которые появляются в цилиндрических обмотках трансформатора во время наружного короткого замыкания и даются способы их подсчета. Указано распределение осевых сил вдоль высоты обмоток при различных способах регулирования. Обращено внимание на неравномерное распределение сил короткого замыкания по окружности обмоток.

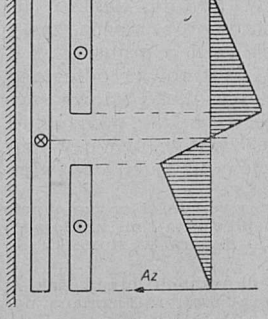
Short-circuit forces in transformers. The author reviews in full detail the forces setting up, in the course of external short circuiting, in cylindrical windings, and specifies the means for computing them. Distribution of axial forces along the height of windings at various means of regulation. Attention is drawn to the irregular distribution of short circuit forces along the periphery of the windings.

1. Określenie sił działających na uzwojenia.

Podczas pracy transformatora występuje wzajemne mechaniczne oddziaływanie uzwojeń na siebie za pośrednictwem wytworzonych strumieni rozproszenia. Na rys. 1 pokazany jest schematycznie przebieg linii magnetycznych dla symetrycznego uzwojenia cylindrycznego. Oddziaływanie składowej osiowej indukcji strumienia rozproszenia (B_h) na prądy płynące w uzwojeniach wywołuje siły o kierunku promieniowym (F_δ), dążące do powiększenia szczeliny. Uzwojenie zewnętrzne jest rozciągane, uzwojenie wewnętrzne — ściskane. Składowa promieniowa indukcji B_δ wywołuje siły osiowe skierowane zasadniczo do środka każdego z uzwojeń. Siły te są spowodowane „naturalnym" (tj. nie wywołanym asymetrią) zakrzywieniem linii strumienia rozproszenia; z tego powodu nazwiemy je naturalnymi siłami osiowymi (F_n). Uogólniając — naturalnymi siłami osiowymi będziemy nazywać siły osiowe występujące w uzwojeniach o zrównoważonych przestrzennie amperozwojach [1]).

Przy przestrzennej asymetrii amperozwojów, jak to np. bywa po wyłączeniu w jednym z uzwojeń zwojów regulacyjnych, pojawia się dodatkowy strumień rozproszenia o kierunku promieniowym. Wywoła on siły zmierzające do przesunięcia uzwojeń w kierunku osiowym (będziemy je nazywać siłami asymetrii — znak F_{as}). Maksymalna siła osiowa (F_{omax}), na którą sprawdza się wytrzymałość izolacji zwojowej i międzycewkowej, zależy od sił asymetrii oraz naturalnych sił osiowych. Sposób wyznaczenia tej siły dla uzwojeń zewnętrznego i wewnętrznego przy różnych rodzajach asymetrii podany jest niżej.

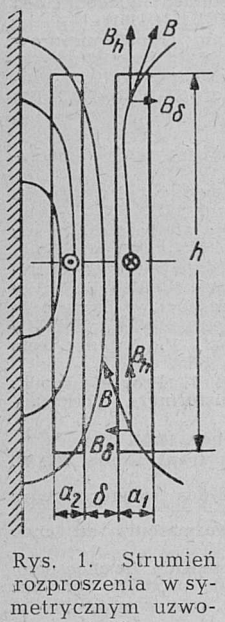
Siły elektromagnetyczne zależą od natężenia prądu płynącego w uzwojeniach i maksymalną swą wartość osiągają pod-



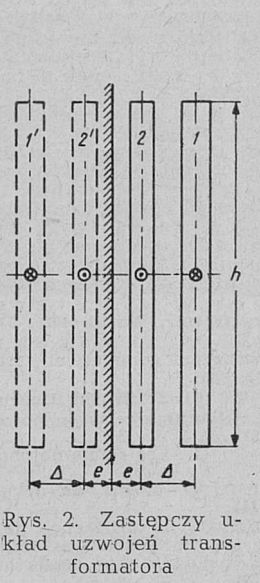
Rys. A

[1]) Dla dowolnego układu uzwojeń cylindrycznych otrzymamy wypadkowe amperozwoje poprzeczne, posuwając się wzdłuż uzwojeń w kierunku osi y (rys. A) i sumując mijane amperozwoje obu uzwojeń z uwzględnieniem ich zwrotu. Uzwojenia, dla których w każdym punkcie amperozwoje poprzeczne są równe zeru, nazywają się uzwojeniami o zrównoważonych przestrzennie amperozwojach. Jeżeli amperozwoje poprzeczne są różne od zera (por. rysunek), mamy do czynienia z przestrzenną asymetrią amperozwojów.

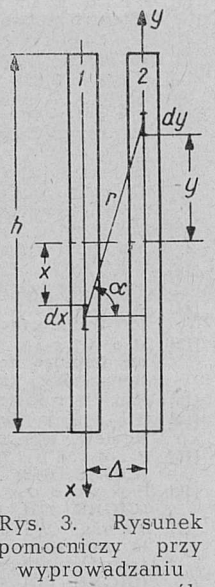
czas zwarcia udarowego. Przyjęto wyznaczać siły dla przypadku, kiedy transformator jest przyłączony do sieci sztywnej, w której nie występuje spadek napięcia w momencie zwarcia



Rys. 1. Strumień rozproszenia w symetrycznym uzwojeniu



Rys. 2. Zastępczy układ uzwojeń transformatora



Rys. 3. Rysunek pomocniczy przy wyprowadzaniu wzoru na współczynnik poprawkowy dla sił promieniowych

transformatora [2]). Wówczas maksymalne amperozwoje uzwojenia pierwotnego lub wtórnego wyniosą

$$(1) \qquad (iz)_{max} = I_{z\,max}\, z = \sqrt{2}\, I_n\, z\, \frac{100}{u_z} \left(1 + e^{-\frac{R_z}{X_z}\pi}\right) \quad [A].$$

Procentowe napięcie zwarcia u_z zależy od pozycji przełącznika zaczepów i przy dokładnych obliczeniach należy do wzoru (1) wstawiać u_z odpowiadające danemu zaczepowi. Przy transformatorach z regulacją $\pm 5\%$ zmiana procentowego napięcia zwarcia jest nieznaczna i może być pominięta. Przy transformatorach regulacyjnych napięcie zwarcia na zaczepach skrajnych może się różnić od napięcia zwarcia na zaczepie znamionowym o $\sim 10\%$ [3]). Do obliczeń wstępnych przyjmuje się zwykle minimalną wartość procentowego napięcia zwarcia, co odpowiada takiej pozycji przełącznika, przy której pole poprzeczne jest najmniejsze.

2. Siły promieniowe.

W praktyce siły promieniowe oblicza się często ze wzoru przybliżonego

$$(2) \qquad F_\delta = 6{,}4\, \frac{(iz)^2}{h}\, l_{śr}\, 10^{-8} \quad [kG],$$

gdzie h — wysokość uzwojeń (cm),
$l_{śr}$ — średnia ze średnich długości zwojów obu uzwojeń (cm). (W dalszych rozważaniach $l_{śr}$ będziemy nazywać również zastępczą długością uzwojeń).

Dla wyznaczenia maksymalnej siły promieniowej zamiast iz należy wstawić $(iz)_{max}$ według wzoru (1). Wzór (2) daje dobre wyniki dla normalnych konstrukcji transformatorów z uzwojeniem cylindrycznym.

Ogólną metodą obliczania sił działających na uzwojenia jest metoda oddziaływań cząstkowych. Według założeń tej metody uzwojenia cylindryczne transformatora można zastąpić przez układ prostych, równoległych szyn o grubości równej zeru. Odległość między szynami Δ jest równa odległości osi przekrojów uzwojeń rzeczywistych; wysokość osiowa szyn odpowiada wysokości uzwojeń; długość szyn, jak poprzednio, równa się średniej ze średnich długości zwojów obu uzwojeń. Obecność rdzenia zastępuje się odbiciem uzwojeń w zwierciadle magnetycznym umieszczonym w odległości e od osi przekroju uzwojenia wewnętrznego (rys. 2), przy czym

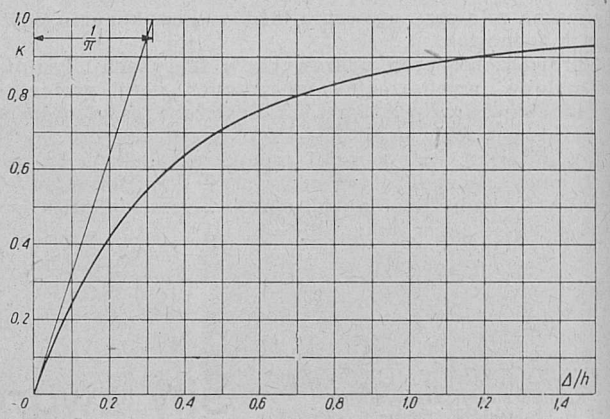
$$e = \frac{D_{2\,śr} - D_k}{2},$$

gdzie $D_{2\,śr}$ — średnia średnica uzwojenia wewnętrznego (cm),
$D_k = \sqrt{\frac{4}{\pi} S_k}$ — zastępcza średnica [4]) kolumny (cm),
S_k — powierzchnia przekroju kolumny łącznie z izolacją i kanałami olejowymi (cm^2).

Siłę promieniową działającą na uzwojenie, np. *1*, wyznacza się jako sumę sił pochodzących od rzeczywistego uzwojenia *2* oraz fikcyjnych uzwojeń *1'* i *2'*. Siła promieniowa na centymetr zastępczej długości uzwojeń od wzajemnego oddziaływania na siebie uzwojeń *1* i *2* wynosi

$$(3) \qquad f_{\delta 1-2} = 2{,}04\, (iz)_1\, (iz)_2\, \frac{K}{\Delta}\, 10^{-8} \quad [kG/cm],$$

gdzie $(iz)_1$, $(iz)_2$ — amperozwoje rozpatrywanych uzwojeń skoncentrowane w środkach przekrojów uzwojeń,
Δ — odległość między osiami uzwojeń (cm),
K — współczynnik poprawkowy uwzględniający tę okoliczność, że amperozwoje nie są skoncentrowane w środkach przekrojów uzwojeń, lecz są równomiernie rozłożone wzdłuż wysokości.



Rys. 4. Współczynnik poprawkowy do wzoru (3) na siłę promieniową

Sposób wyznaczenia współczynnika poprawkowego K jest następujący: składowa promieniowa siły działającej między elementami dx i dy (rys. 3) wyraża się znanym wzorem

$$f_{\delta\,dx,\,dy} = 2{,}04\, A_1\, A_2\, \frac{\cos\alpha}{r}\, dx\, dy\, 10^{-8} =$$

$$= 2{,}04 \cdot 10^{-8}\, A_1\, A_2\, \frac{\Delta}{(x+y)^2 + \Delta^2}\, dx\, dy,$$

gdzie A oznacza amperozwoje przypadające na 1 cm wysokości uzwojeń. Siła promieniowa wywołana oddziaływaniem uzwojenia *2* na element dx uzwojenia *1*

$$f_{\delta\,dx} = 2{,}04 \cdot 10^{-8}\, A_1\, A_2\, dx \int_{-\frac{h}{2}}^{+\frac{h}{2}} \frac{\Delta}{(x+y)^2 + \Delta^2}\, dy.$$

Całkowita siła promieniowa między uzwojeniami *1* i *2*

$$f_{\delta_{1-2}} = 2{,}04 \cdot 10^{-8}\, A_1\, A_2 \int_{-\frac{h}{2}}^{+\frac{h}{2}} \left[\int_{-\frac{h}{2}}^{+\frac{h}{2}} \frac{\Delta}{(x+y)^2 + \Delta^2}\, dy \right] dx.$$

Po scałkowaniu z porównania ze wzorem (3) otrzymuje się

$$(4) \qquad K = \frac{\Delta}{h} \left\{ \operatorname{arc\,tg} \frac{h}{\Delta} - \frac{\Delta}{h} \ln \left[1 + \left(\frac{h}{\Delta} \right)^2 \right] \right\}.$$

[2]) Jest to warunek bardzo ostry; w rzeczywistości w momencie zwarcia zawsze wystąpi pewien spadek napięcia w linii zasilającej tym większy, im większa jest moc transformatora w stosunku do mocy całego układu.

[3]) Dotyczy to transformatorów produkowanych przez Zakład M-1. W transformatorach regulacyjnych produkcji M-3 zmiana napięcia zwarcia jest mniejsza i nie przekracza 5%.

[4]) Jeżeli się przyjmie jako D_k średnicę koła opisanego na przekroju kolumny, otrzyma się siły nieco większe.

Na rys. 4 podany jest wykres $K = f\left(\frac{\Delta}{h}\right)$. Dla małych wartości $\frac{\Delta}{h}$ będzie $K \approx \frac{\Delta}{h}\pi$. Wówczas

$$f_{\delta\,1-2} = 2{,}04\,(iz)_1\,(iz)_2\,\frac{\pi}{h}\,10^{-8} = 6{,}4\,(iz)_1\,(iz)_2\,\frac{1}{h}\,10^{-8} \qquad [\mathrm{kG/cm}]$$

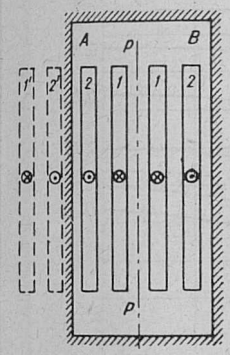
i otrzymuje się wzór (2).

Podobnie wyznacza się siły promieniowe pochodzące od uzwojeń *1'* i *2'*. Całkowita siła promieniowa działająca na uzwojenie *1* jest

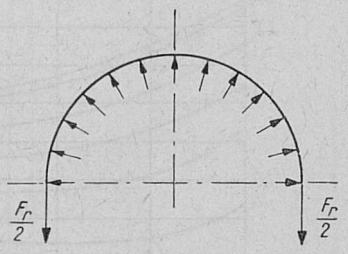
$$F_{\delta_1} = \Sigma\, f_{\delta\,1-\nu}\, l_{\acute{s}r}\,, \qquad (\nu = 2,\ 1',\ 2'). \tag{5}$$

Siły składowe $F_{\delta\,1-\nu}$ są dodatnie lub ujemne w zależności od tego, czy one rozciągają, czy ściskają uzwojenie.

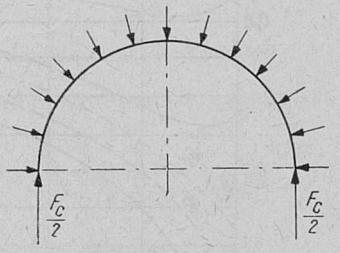
Dotychczas nie był brany pod uwagę wpływ prądów płynących w uzwojeniach umieszczonych na sąsiedniej kolumnie. W oknie transformatora jednofazowego typu rdzeniowego (rys. 5) znajdują się cztery uzwojenia o jednakowych w każdej chwili amperozwojach (co do wartości bezwzględnej). Kierunki prądów zaznaczone są na rysunku. Uzwojenia *1B* i *2B* można uważać za zwierciadlane odbicie uzwojeń *1A* i *2A* od zwierciadła magnetycznego, umieszczonego w miejscu płaszczyzny symetrii *P* — *P*. Ze względu na zakrzywienie cewek, uzwojenia nawinięte na różnych kolumnach zbliżają się do siebie jedynie w oknie transformatora. Przy obliczaniu siły promieniowej f_δ dla części uzwojeń położonych w oknie dochodzą dwie dodatkowe siły od uzwojeń *1B* i *2B*. Uwzględniając kierunki prądów (rys. 5) widzimy, że wywoła to lokalne zwiększenie sił f_δ dla obu uzwojeń. Ilościowo wpływ ten jest nieznaczny — wynosi kilka procentów. Podobnie — metodą oddziaływań cząstkowych — można również uwzględnić lokalne zwiększenie naprężeń w oknie transformatora 3-fazowego typu rdzeniowego; należy przy tym pamiętać o przesunięciu fazowym prądów w uzwojeniach umieszczonych na sąsiednich kolumnach.



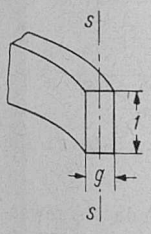
Rys. 5. Okno transformatora typu rdzeniowego



Rys. 6. Rozciąganie uzwojenia zewnętrznego



Rys. 7. Ściskanie uzwojenia wewnętrznego



Rys. 8

3. Naprężenia mechaniczne w uzwojeniach transformatora wywołane siłami promieniowymi.

U z w o j e n i e z e w n ę t r z n e. Ze względu na naturalne zakrzywienie linii magnetycznych składowa osiowa indukcji jest mniejsza na końcach uzwojeń niż w środku. Powoduje to nierównomierny rozkład ciśnienia wywieranego na boczną powierzchnię uzwojeń. Nie popełniając jednakże dużego błędu można przyjąć, że ciśnienie jest jednakowe na całej powierzchni. Przy tym założeniu na wewnętrzną powierzchnię uzwojenia zewnętrznego działa ciśnienie

$$p = \frac{F_\delta}{l_{\acute{s}r}\,h} \qquad [\mathrm{kG/cm^2}]. \tag{6}$$

Siła rozciągająca uzwojenie wyraża się znanym wzorem (rys. 6)

$$F_r = p\,D_{\acute{s}r}\,h = \frac{F_\delta}{\pi} \qquad [\mathrm{kG}]. \tag{7}$$

Średnie naprężenia rozciągające w przewodach uzwojenia

$$\sigma_r = \frac{\frac{F_r}{2}}{\Sigma s} = \frac{F_\delta}{2\pi\,\Sigma s} \qquad [\mathrm{kG/cm^2}], \tag{8}$$

gdzie Σs jest sumarycznym przekrojem miedzi uzwojenia ($\mathrm{cm^2}$).

Nie można podać dokładnie rozkładu siły promieniowej na poszczególne warstwy. Gdyby uzwojenie było ciałem idealnie sztywnym, siły promieniowe przypadające na poszczególne warstwy byłyby proporcjonalne do składowej osiowej indukcji strumienia rozproszenia: największa siła przypadałaby na warstwę przyległą do szczeliny, najmniejsza — na warstwę zewnętrzną. Uzwojenie nie jest jednak ciałem idealnie sztywnym; występuje pewne przenoszenie się sił na warstwy bardziej odległe od szczeliny. Gdyby uzwojenie było ciałem idealnie sprężystym, w najgorszych warunkach byłaby warstwa zewnętrzna działająca jako obręcz. Takiemu przenoszeniu się sił przeciwdziała jednakże obecność izolacji zwojowej.

Ogólnie można stwierdzić, że w najgorszych warunkach jest warstwa przyszczelinowa, w której naprężenia przy zwarciu mogą przekroczyć granicę płynności miedzi, odkształcając trwale przewody. Nie jest to groźne dla uzwojenia, w którym warstwy ściśle przylegają do siebie: obecność następnych warstw ogranicza odkształcenie do wartości bezpiecznej [5]). Jako kryterium wytrzymałości takiego uzwojenia przyjmuje się, że naprężenia średnie nie mogą przekroczyć granicy płynności materiału przewodowego. Miedź nie ma wyraźnej granicy płynności. Fischer jako granicę płynności miedzi przyjmuje naprężenie, przy którym wydłuża się ona o 0,2%. Dla miedzi nawojowej naprężenie to wynosi 900 $\mathrm{kG/cm^2}$. Inni autorzy podają liczby nieco większe: Bułgakow — 1100 $\mathrm{kG/cm^2}$, Billig — 1000 $\mathrm{kG/cm^2}$ w temperaturze 100°C.

U z w o j e n i e w e w n ę t r z n e. Uzwojenie to można traktować jako rurę otwartą na końcach, poddaną z zewnątrz ciśnieniu równomiernie rozłożonemu na boczną powierzchnię (rys. 7). Jak dla uzwojenia zewnętrznego, przyjmuje się równomierny podział siły promieniowej na wszystkie warstwy (założenie ważne w przypadku, gdy warstwy przylegają ściśle jedna do drugiej). Średnie naprężenia ściskające nie mogą przekroczyć granicy płynności miedzi Q_c:

$$\sigma_c = \frac{F_\delta}{2\pi\,\Sigma s} \leqslant Q_c, \tag{9}$$

gdzie $Q_c = 1000 - 1100$ $\mathrm{kG/cm^2}$.

Nie jest to jednakże warunek wystarczający. Należy sprawdzić, czy uzwojenie pod wpływem siły promieniowej nie wyboczy się. Pierścień lub rura swobodna, poddana ciśnieniu zewnętrznemu, może wyboczyć się, tj. odkształcić od formy kołowej. Pierścień, na którego zewnętrzną powierzchnię działa jednakowe ciśnienie q, jest — przy niezbyt dużej wartości ciśnienia — ściskany bez zmiany swej kołowej postaci. Po osiągnięciu ciśnienia krytycznego pierścień przekształca się w elipsę, przy czym dalszy wzrost ciśnienia powoduje spłaszczenie i w rezultacie zniszczenie pierścienia.

Ciśnienie krytyczne wyznacza się z warunków równowagi układu. Dla wyciętego z rury pierścienia o jednostkowej wysokości [6])

$$q_{kr} = \frac{(\nu^2 - 1)\,E\,\mathcal{J}}{(1 - \mu^2)\,R^3} \qquad [\mathrm{kG/cm^2}], \tag{10}$$

gdzie
- ν — liczba fal, która utworzy się na obwodzie pierścienia,
- E — moduł Younga (dla miedzi $E = 1{,}15 \cdot 10^6$ $\mathrm{kG/cm^2}$),
- $\mathcal{J}$ — moment bezwładności przekroju pierścienia względem osi s — s (rys. 8); jeżeli grubość ścianki pierścienia jest g, to $\mathcal{J} = \frac{g^3}{12}$,
- μ — liczba Poissona, dla metali $\mu \approx 0{,}3$,
- R — wewnętrzny promień pierścienia (cm).

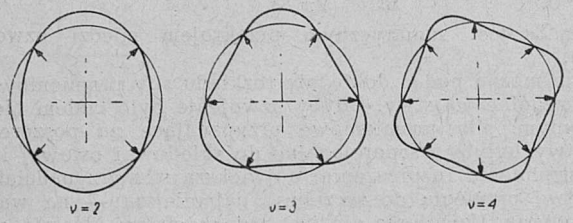
Najgroźniejsze jest (rys. 9) wyboczenie w elipsę ($\nu = 2$). Celem zwiększenia krytycznego ciśnienia wyboczającego stosuje się kliny usztywniające uzwojenie.

---

[5]) Por. końcową część następnego ustępu — u z w o j e n i e w e w n ę t r z n e.

[6]) R. v. M i s e s. Der kritische Aussendruck zylindrischer Röhre (Z. VDI, 58(1914), 750).

Fischer, który pierwszy zwrócił uwagę [4] na możliwość wyboczenia uzwojenia wewnętrznego [7]), wyprowadził wzór na minimalną liczbę klinów ($z_{k\,min}$), które należy umieścić na obwodzie uzwojenia, aby ono nie uległo wyboczeniu.



Rys. 9. Wyboczenie uzwojenia wewnętrznego

$$q_{kr} = E \frac{\left(\frac{z_k}{2}\right)^2 - 1}{12\,(1-\mu^2)} \left(\frac{g}{R}\right)^3. \tag{11}$$

Średnie ciśnienie zgodnie z założeniem jednakowe dla wszystkich warstw wynosi

$$q = \frac{F_\delta}{l_{2\,śr}\, b'\, n\, m} \quad [kG/cm^2], \tag{12}$$

gdzie F_δ — wyrażono w kG,

$l_{2śr}\, b'n$ — średnia powierzchnia jednej warstwy (cm^2),

$l_{2śr}$ — średnia długość zwoju uzwojenia wewnętrznego (cm), dalsze oznaczenia ob. na rys. 10.

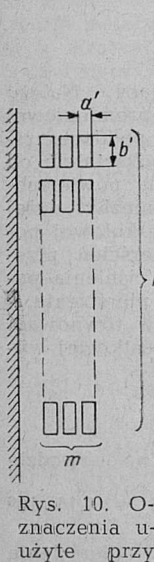
Przyjmując $\mu = 0{,}3$ oraz zakładając, że dla wszystkich warstw

$$\frac{g}{R} \approx \frac{a'}{R_{2\,śr}} = \frac{2\pi a'}{l_{2\,śr}}, \tag{13}$$

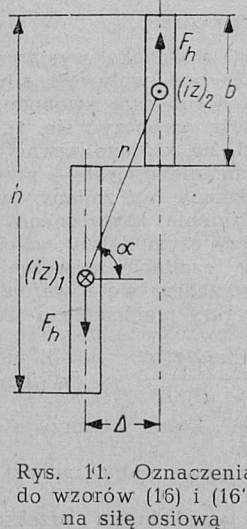
otrzymuje się z równań (11) i (12) wzór na minimalną liczbę klinów

$$z_{k\,min} = 2\sqrt{1 + \frac{1{,}75\,F_\delta}{E \cdot \Sigma s}\left(\frac{l_{2\,śr}}{2\pi a'}\right)^2}, \tag{14}$$

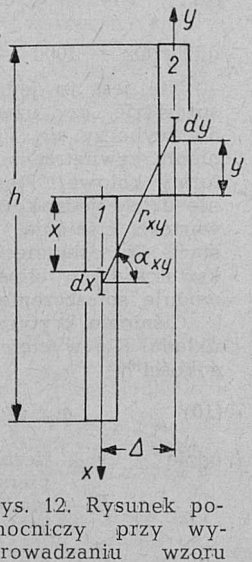
Wyboczenie uzwojenia transformatora jest groźne nie tylko ze względu na wytrzymałość mechaniczną materiału przewodów, lecz również ze względu na możliwość wywołania zwarcia wewnętrznego, gdyż ruch przewodów w momencie zmiany kształtu uzwojenia może spowodować uszkodzenie izolacji.



Rys. 10. Oznaczenia użyte przy obliczaniu minimalnej liczby kilonów



Rys. 11. Oznaczenia do wzorów (16) i (16') na siłę osiową



Rys. 12. Rysunek pomocniczy przy wyprowadzaniu wzoru na współczynnik poprawkowy dla sił osiowych

Można wydatnie zwiększyć wytrzymałość uzwojenia stosując odpowiednie procesy technologiczne, w których wyniku cewki uzyskują sztywną, jednolitą strukturę. Dobre rezultaty daje nasycanie uzwojeń lakierem gliftalowym, stosowane z powodzeniem w Związku Radzieckim.

[7]) W literaturze można znaleźć przykłady wyboczeń uzwojenia wewnętrznego; m. in. Fischer zilustrował swoje wywody fotografiami uzwojenia wewnętrznego uszkodzonego siłami promieniowymi.

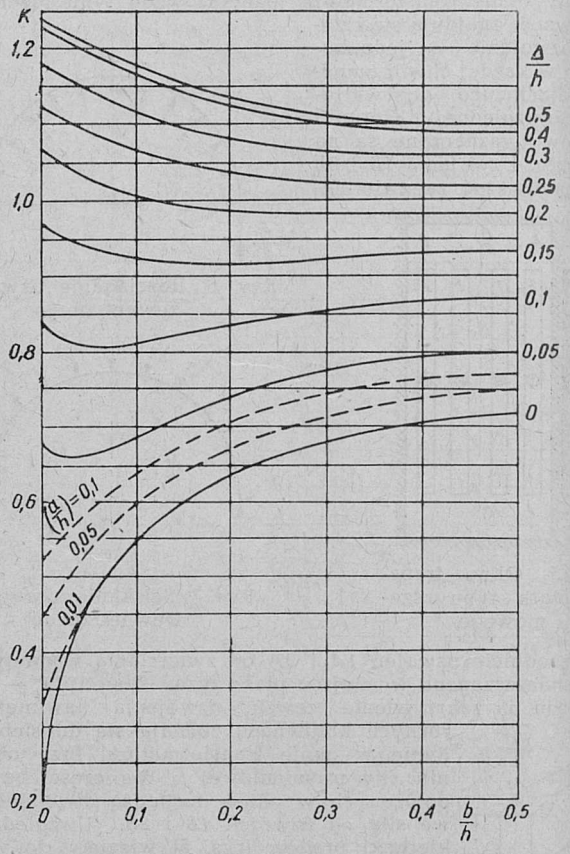
Niekiedy uzwojenie *DN* składa się z pewnej liczby warstw oddzielonych od siebie kanałami olejowymi. Wtedy nie można przyjmować równomiernego podziału siły promieniowej na wszystkie warstwy. W najgorszych warunkach jest warstwa przyległa do szczeliny, którą należy obliczać osobno, przy czym siła działająca na tę warstwę jest

$$F = \frac{2m-1}{m^2} F_\delta \quad [kG], \tag{15}$$

gdzie m — liczba warstw w kierunku promieniowym.

4. Sposób obliczania sił osiowych.

Siły osiowe, przenoszone przez całą długość uzwojenia ściskają miedź przewodów oraz izolację zwojową i międzycewkową; niekiedy siły te przenoszą się na konstrukcję prasującą. Normalnie poszczególne cewki uzwojenia są oddzielone od siebie wstawkami odległościowymi. Siła osiowa działająca na daną cewkę (proporcjonalna do indukcji pro-



Rys. 13. Współczynnik poprawkowy do wzoru (16) na siłę osiową

mieniowej w danym punkcie uzwojenia) rozkłada się równomiernie wzdłuż obwodu, wywołując moment zginający w niepodpartych częściach cewki między sąsiednimi podkładkami. Całkowita siła osiowa przenosi się na wstawki odległościowe, odpowiednio je naprężając. Przy obliczaniu sił osiowych najlepiej jest korzystać z metody oddziaływań cząstkowych. Metoda ta, znana od dawna, nabrała praktycznego znaczenia dopiero po podaniu przez Billiga [2] i Festla [4] wykresów współczynników poprawkowych.

Siła osiowa na centymetr zastępczej długości uzwojeń umieszczonych względem siebie jak na rys. 11, wynosi

$$f_h = 2{,}04\,(iz)_1\,(iz)_2 \frac{\sin\alpha}{r} \frac{1}{K} 10^{-8} \quad [kG/cm] \tag{16}$$

lub

$$f_h = 2{,}04\,(iz)_1\,(iz)_2 \frac{2}{h} \frac{1}{1+\left(\frac{2\Delta}{h}\right)^2} \frac{1}{K} 10^{-8}\ [kG/cm] \tag{16'}$$

gdzie, jak poprzednio $(iz)_1$, $(iz)_2$ — amperozwoje rozpatrywanych uzwojeń skoncentrowane w środkach symetrii, K — współczynnik poprawkowy, uwzględniający równomierny rozkład amperozwojów wzdłuż wysokości uzwojeń; inne oznaczenia są podane na rys. 11.

Wzór (16) daje wypadkową siłę osiową, którą wywiera rozpatrywana część uzwojenia na konstrukcję prasującą lub resztę uzwojenia. Jest to algebraiczna suma sił działających na poszczególne cewki tej części.

Wzór na współczynnik K wyprowadza się podobnie jak dla sił promieniowych. Siła osiowa między elementami dx i dy (rys. 12):

$$(17)\quad f_{h\,dx,\,dy} = 2{,}04\, A_1 A_2 \frac{\sin \alpha_{xy}}{r_{xy}}\, dx\, dy\, 10^{-8} = 2{,}04 \cdot 10^{-8} A_1 A_2 \frac{x+y}{(x+y)^2+\Delta^2}\, dx\, dy,$$

gdzie A_1, A_2 — amperozwoje przypadające na 1 cm wysokości uzwojeń. Siła osiowa, z którą uzwojenie 2 działa na element dx uzwojenia 1:

$$f_{h\,dx} = 2{,}04 \cdot 10^{-8} A_1 A_2\, dx \int_0^b \frac{x+y}{(x+y)^2+\Delta^2}\, dy.$$

Całkowita siła osiowa między uzwojeniami 1 i 2:

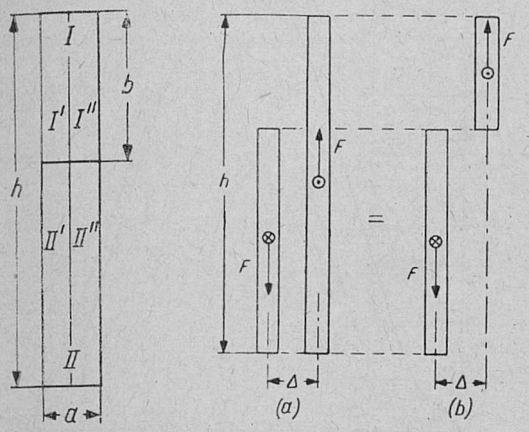
$$f_{h\,1-2} = 2{,}04 \cdot 10^{-8} A_1 A_2 \int_0^{h-b} \left[\int_0^b \frac{x+y}{(x+y)^2+\Delta^2}\, dy \right] dx.$$

Po scałkowaniu wynika z porównania z (16):

$$(18)\quad \frac{1}{K} = \frac{1}{4} \frac{1+\left(\frac{2\Delta}{h}\right)^2}{1-\frac{b}{h}} \left\{ \ln \frac{\left(1-\frac{b}{h}\right)^2+\left(\frac{\Delta}{h}\right)^2}{\left(\frac{b}{h}\right)^2+\left(\frac{\Delta}{h}\right)^2} + \frac{1}{\left(\frac{b}{h}\right)} \ln \frac{1+\left(\frac{\Delta}{h}\right)^2}{\left(1-\frac{b}{h}\right)^2+\left(\frac{\Delta}{h}\right)^2} - 2\frac{\left(\frac{\Delta}{h}\right)}{\left(\frac{b}{h}\right)} \left[\operatorname{arc\,tg} \frac{1-\frac{b}{h}}{\frac{\Delta}{h}} + \operatorname{arc\,tg} \frac{\left(\frac{b}{h}\right)}{\left(\frac{\Delta}{h}\right)} - \operatorname{arc\,tg} \frac{1}{\left(\frac{\Delta}{h}\right)} \right] \right\}.$$

Na rys. 13 podane są wykresy $K = f\left(\frac{b}{h}\right)$ z $\left(\frac{\Delta}{h}\right)$ jako parametrem.

Przy obliczaniu sił osiowych działających między częściami tego samego uzwojenia, tj. gdy $\Delta = 0$, należy uwzględnić grubość uzwojenia. Metoda postępowania w tym przypadku jest następująca: dzieli się części I i II (rys. 14) na połowy i rozpatruje wzajemne oddziaływanie na siebie części nie współosiowych, tj. I' na II'' i I'' na II'. Ponieważ tu $\Delta \neq 0$, można stosować wzór (16). Pozostaje jeszcze oddziaływanie części I' na II' oraz I'' na II''. Analogicznie dzieli się je na połowy i — jak poprzednio — rozpatruje wzajemne oddziaływanie części niewspółosiowych. Postępując dalej w ten sposób otrzymuje się szereg nieskończony zbieżny, którego suma jest całkowitą siłą osiową między częściami I i II. Z porównania z (16') wynika wzór na odwrotność współczynnika poprawkowego (jest to również suma szeregu). Odpowiednie wykresy, podające wartość współczynnika K w funkcji $\frac{b}{h}$ dla różnych wartości parametru $\frac{a}{h}$, są zaznaczone na rys. 13 linią przerywaną.

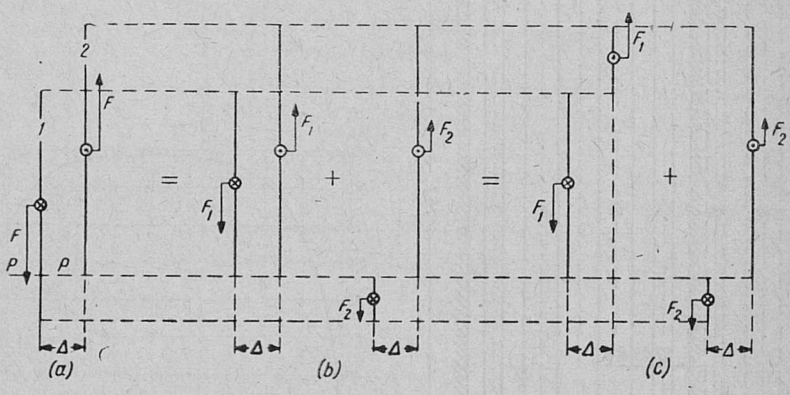


Rys. 14 Rys. 15. Równorzędne układy uzwojeń

Wszystkie możliwe przypadki wzajemnego położenia uzwojeń można sprowadzić do zasadniczych układów z rys. 11 i 14. Części uzwojeń położone naprzeciwko siebie nie dają siły osiowej. Siła osiowa dla układów uzwojeń z rys. 15a i 15b jest dokładnie taka sama [8]).

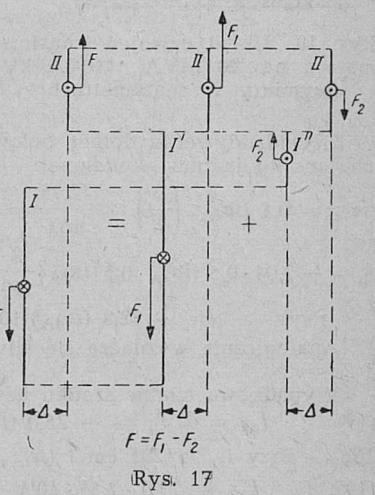
Na rys. 16a pokazane są uzwojenia przesunięte osiowo względem siebie. W tym przypadku dzielimy jedno z uzwojeń np. 1 na dwie części płaszczyzną P — P, poprowadzoną na wysokości końca drugiego uzwojenia i rozpatrujemy oddziaływanie tak utworzonych części na uzwojenie 2 (rys. 16b i c). Wypadkowa siła osiowa między uzwojeniami 1 i 2 równa się sumie obu sił częściowych:

$$F = F_1 + F_2.$$



Rys. 16. Sposób postępowania przy asymetrii z obu końców: $F = F_1 + F_2$

Na rys. 17 podany jest sposób postępowania przy innym rodzaju asymetrii. Gęstość liniowa amperozwojów w obu fikcyjnych uzwojeniach I' i I'' jest taka sama, jak w rzeczywistym uzwojeniu I.



Rys. 17

5. Naturalne siły osiowe.

Są to siły osiowe, występujące w uzwojeniach o zrównoważonych przestrzennie amperozwojach, wywołane „naturalnym" zakrzywieniem linii sił strumienia rozproszenia (ob. odsyłacz [1])).

Rozkład naturalnych sił osiowych wzdłuż wysokości uzwojenia symetrycznego. Dla ilustracji wyznaczono metodą oddziaływań cząstkowych rozkład naturalnych sił osiowych wzdłuż wysokości uzwojeń dla transformatora na 20 MVA, 110/6,6 kV, Yd. Układ uzwojeń podany jest schematycznie na rys. 18.

Siła osiowa na centymetr długości zastępczej, działająca na górną połowę uzwojenia wewnętrznego 2 poza oknem transformatora, jest algebraiczną sumą sił pochodzących od dolnych połówek uzwojeń 1, 2, 1' i 2'. W oknie transformatora uzwojenia sąsiednich faz zbliżają się do siebie, należy więc dodatkowo uwzględnić oddziaływanie uzwojeń 1B i 2B.

Dla transformatora jednofazowego płaszczyzna P — P jest idealnym zwierciadłem magnetycznym, dla transformatora

[8]) Można to sprawdzić obliczając bezpośrednio siły osiowe dla obu układów według wzoru (17). Sprawdzenie takie zostało przez autora wykonane, zarówno dla przypadku z rys. 15, jak i z rys. 16 i 17.

trójfazowego należy wziąć pod uwagę przesunięcie między prądami obu faz.

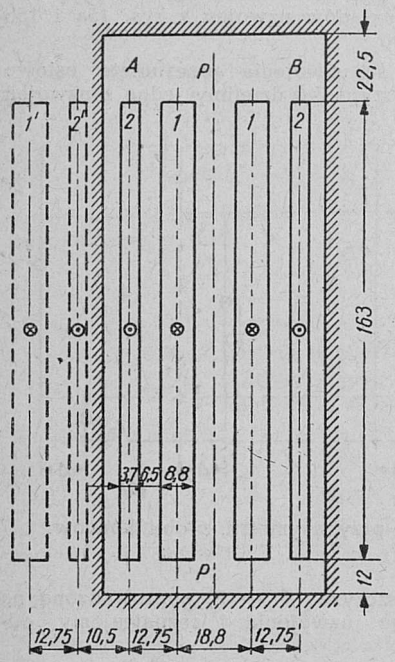
1) Oddziaływanie dolnej połowy uzwojenia 2 (siła skierowana do środka uzwojenia — przyjęto ją jako dodatnią):

$$(iz)_2 = 0{,}5\ (iz)_A, \quad \left(\frac{\Delta}{h}\right) = 0, \quad \left(\frac{a}{h}\right) = \frac{3{,}7}{163} = 0{,}0227,$$

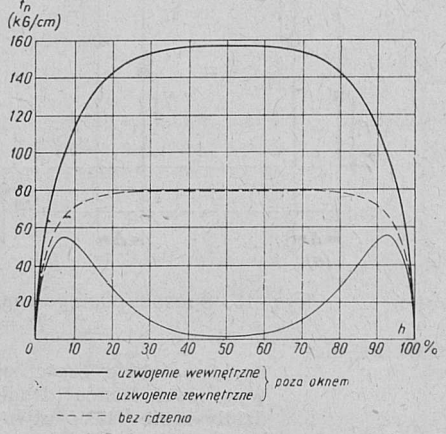
$$(b/h) = 0{,}5, \quad K = 0{,}73,$$

$$f_h = +\,2{,}04 \cdot 0{,}5\ (iz)_A \cdot 0{,}5\ (iz)_A \cdot \frac{2}{163} \cdot \frac{1}{0{,}73} \cdot 10^{-8} =$$

$$= +\,85{,}6\ (iz)_A^2\ 10^{-12} \quad [\mathrm{kG/cm}].$$



Rys. 18. Układ uzwojeń transformatora na 20 MVA, 110/6,6 kV (wymiary w centymetrach)

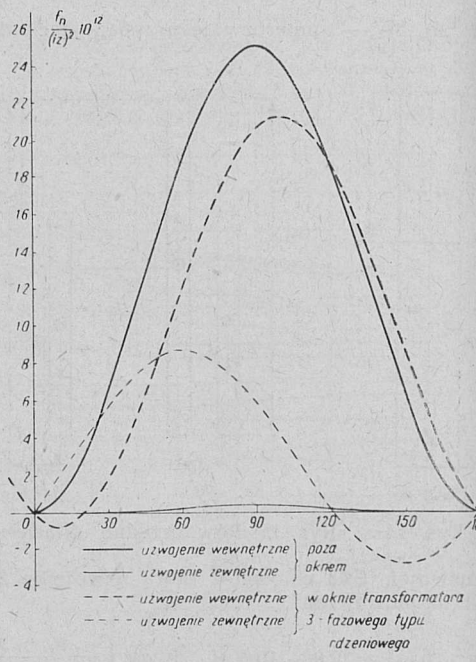


Rys. 19. Rozkład naturalnych sił osiowych wzdłuż wysokości uzwojenia cylindrycznego symetrycznego

gdzie F_δ — siła promieniowa według wzoru (3) (t),

$\delta' = \delta + \dfrac{a_1 + a_2}{3}$ — zastępcza szczelina między uzwojeniami (cm).

Waters [6] podaje wyprowadzenie wzoru (20). Uwzględnia on ilościowo zakrzywianie się linii strumienia rozproszenia przyjmując, że wysokość trapezu składowej osiowej indukcji na końcach uzwojenia jest dwa razy mniejsza niż w środku. Inaczej mówiąc zakłada on, że strumień promieniowy stanowi połowę strumienia rozproszenia występującego w środku uzwojenia (wg Watersa założenie to jest słuszne, jeżeli szczelina powietrza jest mała w porównaniu z wysokością uzwojenia). Oddziaływanie tak określonego strumienia promieniowego na prądy płynące w obu uzwojeniach daje wzór (20) na sumaryczną siłę ściskającą.



Rys. 20. Zmienność naturalnych sił osiowych w funkcji czasu

2) Oddziaływanie dolnej połowy uzwojenia 1 (siła odpychająca ku jarzmu — ujemna):

$$(iz)_2 = 0{,}5\ (iz)_A; \quad \left(\frac{\Delta}{h}\right) = \frac{12{,}75}{163} = 0{,}0782; \quad \left(\frac{b}{h}\right) = 0{,}5; \quad K = 0{,}82$$

$$f_h = -\,2{,}04 \cdot 0{,}5\ (iz)_A \cdot 0{,}5\ (iz)_A \cdot \frac{2}{163} \cdot \frac{1}{1 + (2 \cdot 0{,}0782)^2} \cdot \frac{1}{0{,}82} \cdot 10^{-8} =$$

$$= -\,72{,}8\ (iz)_A^2\ 10^{-12} \quad [\mathrm{kG/cm}].$$

Analogicznie wyznacza się siły pochodzące od uzwojeń 1' i 2'.

Wypadkowa siła w środku uzwojenia wewnętrznego:

$$(19) \qquad f_{n2} = \Sigma f_h = +\,25{,}0\ (iz)_A^2\ 10^{-12} \quad [\mathrm{kG/cm}]$$

lub — przy $l_{śr} = 251$ cm i $(iz)_{A\,max} = 2{,}5 \cdot 10^6$ A

$$(19') \qquad F_{n2} = 25{,}0 \cdot 2{,}5^2 \cdot 10^{12} \cdot 251 \cdot 10^{-15} = 39{,}2 \text{ t}.$$

Obliczając f_n w innych punktach uzwojenia (tj. dla innych wartości $\left(\frac{b}{h}\right)$), można wyznaczyć rozkład siły osiowej wzdłuż wysokości uzwojenia. Odpowiednie krzywe dla obu uzwojeń podane są na rys. 19. Linią przerywaną zaznaczono rozkład siły f_n obliczony bez uwzględnienia odbić uzwojeń w kolumnie. Obecność rdzenia zwiększyła prawie dwukrotnie siłę działającą między połówkami uzwojenia wewnętrznego, natomiast wypadkowa siła osiowa w środku uzwojenia zewnętrznego zmalała niemal do zera. Suma sił $f_{n1} + f_{n2}$ w przybliżeniu nie zależy od obecności rdzenia. W zależności od wymiarów uzwojeń i odległości rdzenia stosunek siły f_{n1} do f_{n2} może się nieco zmieniać, jednak kształt krzywych z rys. 19 jest charakterystyczny dla większości transformatorów, zwłaszcza dla wysokonapięciowych transformatorów dużej mocy.

W literaturze można spotkać wzór przybliżony na sumaryczną siłę ściskającą, działającą na oba uzwojenia

$$(20) \qquad F_n = F_{n1} + F_{n2} = \frac{\delta'}{h} F_\delta \quad [\mathrm{t}],$$

Waters [6] podaje wyprowadzenie wzoru (20). Uwzględnia on ilościowo zakrzywianie się linii strumienia rozproszenia przyjmując, że wysokość trapezu składowej osiowej indukcji na końcach uzwojenia jest dwa razy mniejsza niż w środku. Inaczej mówiąc zakłada on, że strumień promieniowy stanowi połowę strumienia rozproszenia występującego w środku uzwojenia (wg Watersa założenie to jest słuszne, jeżeli szczelina powietrza jest mała w porównaniu z wysokością uzwojenia).

Sprawdźmy obecnie, czy wartość siły F_n obliczona według wzoru (20) pokrywa się z wartością otrzymaną poprzednio metodą oddziaływań cząstkowych:

$$F_n = F_{n1} + F_{n2} = 0{,}5 + 39{,}2 = 39{,}7 \text{ t}.$$

Dla rozpatrywanego transformatora $F_\delta = 614$ t, $\delta' = 10{,}7$ cm, a więc

$$F_n = \frac{10{,}7}{163} \cdot 614 = 40{,}3 \text{ t}.$$

Praktycznie obie metody dały ten sam rezultat. Ze wzoru (20) nie można jednak wywnioskować, w jaki sposób siła F_n podzieli się na oba uzwojenia [9]). Ponieważ z obliczeń wykonanych metodą oddziaływań cząstkowych dla kilku transformatorów wynika, że prawie cała siła przenosi się na uzwojenie wewnętrzne, można orientacyjnie określać siłę F_{n2} ze wzoru

$$(21) \qquad F_{n2} \approx \frac{\delta'}{h} F_\delta.$$

Skorzystamy z tego przy ustaleniu przybliżonego wzoru na F_{omax} w przypadku regulacji w środku uzwojenia zewnętrznego.

Wpływ prądów płynących w uzwojeniach umieszczonych w kolumnie B wywołuje zmniejszenie siły f_n w uzwojeniu wewnętrznym i wzrost w uzwojeniu zewnętrznym. Liczbowo, dla danego transformatora

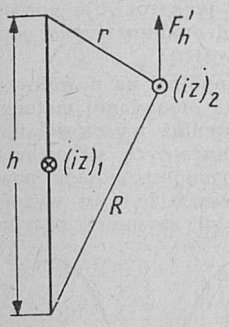
$$(22) \qquad \begin{cases} f_{n2}^* = [25{,}0\ (iz)_A^2 - 9{,}0\ (iz)_A\ (iz)_B]\ 10^{-12} & [\mathrm{kG/cm}], \\ f_{n1}^* = [0{,}3\ (iz)_A^2 + 11{,}2\ (iz)_A\ (iz)_B]\ 10^{-12} & [\mathrm{kG/cm}]. \end{cases}$$

Na rys. 20 podana jest zmienność naturalnych sił osiowych w funkcji czasu dla transformatora trójfazowego typu

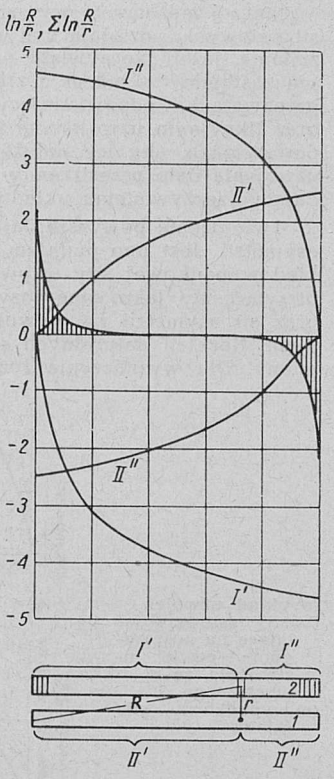
[9]) Według pomiarów Watersa około 2/3 do 3/4 siły F_n przypada na uzwojenie wewnętrzne.

rdzeniowego. Krzywe obliczono według wzorów (19) i (22) zakładając sinusoidalny przebieg prądu. Krzywe te dają wartość siły f_n w środku uzwojenia wewnętrznego i zewnętrznego w oknie i poza oknem transformatora. Z rysunku widać, że siły f^*_n w oknie transformatora trójfazowego mają charakter zmienny. Dotyczy to szczególnie uzwojenia zewnętrznego. Występuje również przesunięcie fazy między maksymalnymi wartościami sił w obu uzwojeniach. Podobne krzywe uzyskał Kuijper [5], dochodząc do nich znacznie bardziej skomplikowaną drogą.

Obecność jarzm zmniejsza siły osiowe w uzwojeniach symetrycznych. W granicznym przypadku, gdy wysokość okna równa jest wysokości uzwojeń, wszystkie linie magnetyczne przebiegają równolegle do osi i $f_n^* = 0$. Wpływ jarzm szybko maleje wraz z powiększeniem stosunku wysokości okna do



Rys. 21. Oznaczenia do wzoru (23)



Rys. 22. Sposób wyznaczenia wyrażenia $\Sigma \ln \frac{R}{r}$ dla wszystkich cewek uzwojenia symetrycznego (liczba cewek w uzwojeniu $n_c = 104$)

wysokości uzwojeń. W konkretnym przypadku, przy odległościach podanych na rys. 18, uwzględnienie obecności jarzm (przez odbicie uzwojeń w jarzmach) zmniejszyło siłę f_{n1}^* o ~ 10%. Dla uzwojenia wewnętrznego wpływ ten jest jeszcze mniejszy.

Sposób wyznaczenia sił osiowych działających na poszczególne cewki. Najdokładniej siły te można obliczyć metodą oddziaływań cząstkowych. Dla przykładu wyznaczono rozkład sił działających na cewki uzwojenia symetrycznego. Przy dużej liczbie cewek, jak bywa w normalnych przypadkach, można założyć, że całkowite amperozwoje cewki są skoncentrowane w środku jej przekroju. Wówczas siły osiowe podchodzące od pozostałej części uzwojenia oraz od innych uzwojeń oblicza się (rys. 21) według wzoru

$$F_h' = 2{,}04\, A_1\, (iz)_2\, l_{śr}\, ln\, \frac{R}{r}\, 10^{-8} \quad [kG], \tag{23}$$

gdzie $A_1 = \frac{(iz)_1}{h}$ — liniowa gęstość amperozwojów (A/cm),

R, r — odległości cewki od końców rozpatrywanego uzwojenia, przy czym za koniec uzwojenia należy uważać środek przekroju cewki końcowej.

Wzór (23) jest słuszny przy dowolnym położeniu cewki 2 w stosunku do uzwojenia 1.

Jeżeli q oznacza stosunek liczby zwojów w cewce do liczby zwojów całego uzwojenia, to

$$F_h' = 2{,}04\, \frac{(iz)}{h}\, q\, (iz)\, l_{śr}\, \Sigma \ln \frac{R}{r}\, 10^{-8} = \tag{24}$$

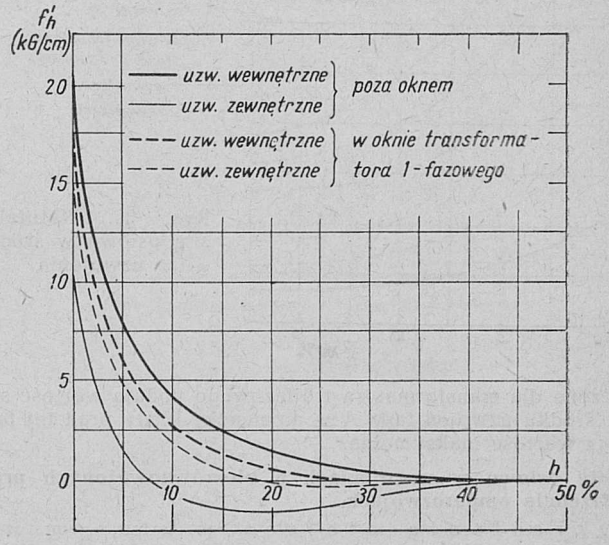
$$= 0{,}319\, q\, F_\delta\, \Sigma \ln \frac{R}{r} \quad [kG].$$

Ze wzoru (24) wynika, że siła osiowa działająca na cewkę uzwojenia symetrycznego jest proporcjonalna do $\Sigma \ln \frac{R}{r}$. Najłatwiej sumę tę wyznaczyć metodą analityczno-wykreślną, jak pokazano na rys. 22. Wymiary uzwojeń jak na rys. 18, liczba cewek w każdym uzwojeniu 104.

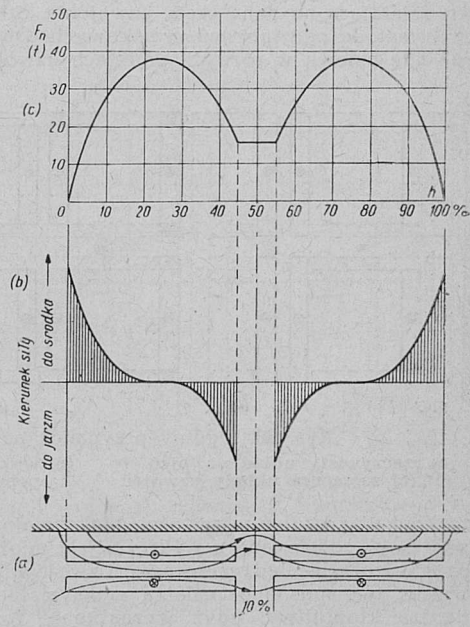
W ten sam sposób uwzględnia się odbicie uzwojeń w rdzeniu oraz amperozwoje uzwojeń umieszczonych na sąsiedniej kolumnie.

Krzywe z rys. 23 podają rozkład siły f'_h wzdłuż wysokości uzwojenia wewnętrznego i zewnętrznego — poza oknem oraz w oknie transformatora jednofazowego. Z rysunku widać, że najbardziej narażone są cewki końcowe.

Siła osiowa f'_h działająca na dowolną cewkę jest proporcjonalna do składowej promieniowej indukcji strumienia rozproszenia w tym punkcie. Wynika stąd, że krzywe z rys. 23 przedstawiają jednocześnie, w innej skali, rozkład indukcji promieniowej B_δ wzdłuż wysokości uzwojeń. Umieszczając próbną cewkę w różnych punktach transformatora i obliczając



Rys. 23. Siła osiowa działająca na poszczególne cewki symetrycznego układu uzwojeń cylindrycznych



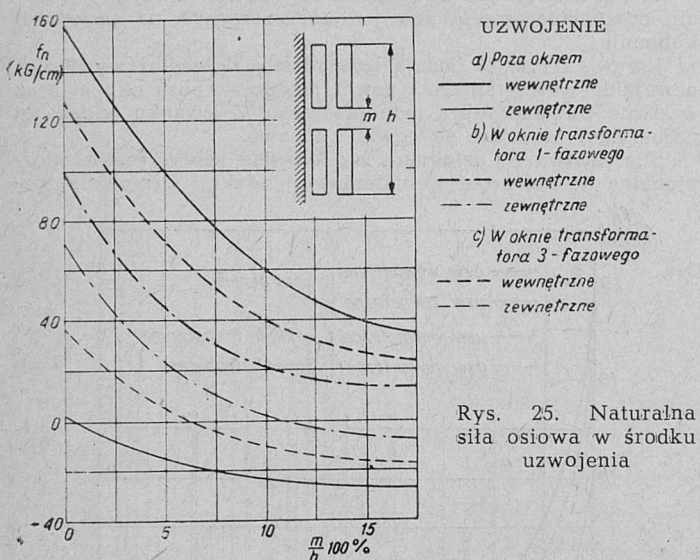
(a) układ uzwojeń
(b) siły działające na poszczególne cewki
(c) siła wypadkowa

Rys. 24. Naturalne siły osiowe

za każdym razem wartość siły osiowej f'_h działającej na nią, możemy otrzymać rozkład składowej promieniowej indukcji strumienia rozproszenia w transformatorze.

Naturalne siły osiowe w zrównoważonym układzie uzwojeń z jednakową luką w środku obu uzwojeń (rys. 24). Na rys. 24c pokazany jest rozkład wypadkowej siły osiowej wzdłuż

wysokości uzwojenia wewnętrznego. Zmniejszenie się wypadkowej siły ściskającej w środku uzwojenia jest wywołane zakrzywieniem linii magnetycznych w środkowej części uzwojeń, co schematycznie zaznaczono na rys. 24a. Wartość siły osiowej w środku uzwojenia maleje wraz ze wzrostem luki m. Odpowiednie krzywe podane są na rys. 25, przy czym krzywe

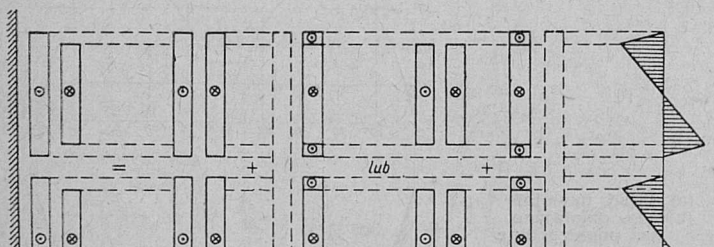


Rys. 25. Naturalna siła osiowa w środku uzwojenia

obliczone dla transformatora trójfazowego podają wartość siły f_n w środku uzwojeń fazy A w momencie, kiedy prąd tej fazy osiąga wartość maksymalną.

6. Siły osiowe w uzwojeniach o niezrównoważonych przestrzennie amperozwojach.

Określenie miejsca, w którym występuje maksymalna siła osiowa. Wyłączenie zwojów regulacyjnych, przesunięcie osiowe uzwojeń względem siebie, rozrzedzenia — wszystkie te przyczyny wywołują powstanie poprzecznego pola rozproszenia, którego oddziaływanie na prądy płynące w uzwojeniach daje siły o kierunku osiowym. Siły te nazwaliśmy siłami wywołanymi asymetrią przestrzenną amperozwojów (F_{as}). Nakładanie sił asymetrii i naturalnych sił osiowych daje wypadkową siłę osiową działającą na daną część uzwojenia. Siłę tę można wyznaczyć metodą oddziaływań cząstkowych. Obliczając w ten sposób siłę osiową w różnych punktach uzwojenia otrzymuje się



Rys. 26. Ogólny przypadek asymetrii
(a) rzeczywisty układ uzwojeń
(b), (c) zastępcze układy uzwojeń
(d) wykres amperozwojów poprzecznych

rozkład siły wzdłuż wysokości. Maksymalna wartość siły osiowej F_{omax}, odczytana z wykresu, jest miarodajna przy sprawdzaniu izolacji międzycewkowej i zwojowej na ściskanie. Oczywiście, ten sposób określenia maksymalnej siły osiowej jest bardzo kłopotliwy, gdyż wyznaczenie rozkładu siły wzdłuż wysokości uzwojeń metodą „punkt po punkcie" zajmuje wiele czasu.

Niżej podana jest prosta metoda pozwalająca określić, w którym punkcie uzwojenia działa maksymalna siła osiowa, wypadkowa z sił asymetrii i naturalnych sił osiowych; w ten sposób obliczenia sprowadzają się do wyznaczenia tylko jednej siły F_{omax}, co znakomicie ułatwia zadanie.

Na rys. 26a pokazany jest ogólny przypadek asymetrii wywołanej zaczepami w środku uzwojenia zewnętrznego, rozrzedzeniem w uzwojeniu wewnętrznym oraz rozrzedzeniami na końcach uzwojenia zewnętrznego (GN), spowodowanymi względami izolacyjnymi. Rzeczywisty układ uzwojeń (rys. 26a) można zastąpić układami prostszymi podanymi na rys. 26b i c. Układy uzwojeń z dwu ostatnich rysunków nie są identyczne, różnią się one rozkładem i wartością naturalnych sił osiowych.

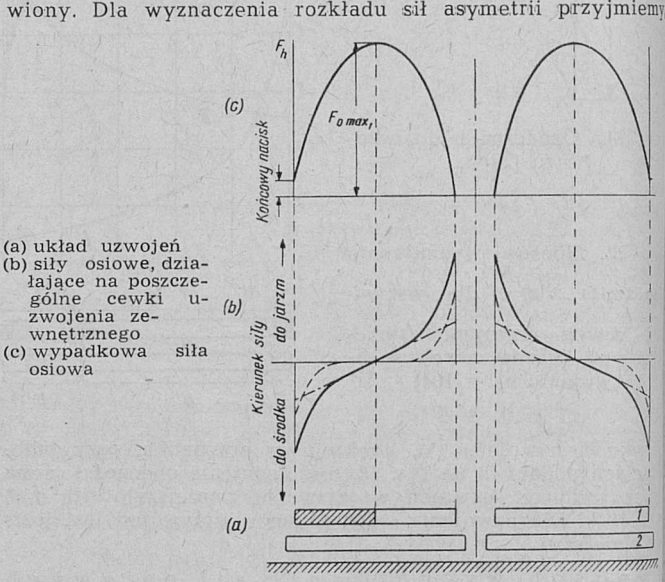
Można udowodnić dwa twierdzenia:

1) ze względu na siły osiowe, działające na uzwojenie wewnętrzne, rzeczywisty układ uzwojeń (rys. 26a) jest równoważny układowi zastępczemu z rys. 26b;

2) ze względu na siły osiowe, działające na uzwojenie zewnętrzne, rzeczywisty układ uzwojeń jest równoważny układowi zastępczemu z rys. 26c [10]).

Inaczej możemy to wyrazić w sposób następujący: wartość sił osiowych działających na jedno z uzwojeń nie ulegnie zmianie, jeżeli rzeczywisty — niesymetryczny — układ uzwojeń zastąpimy układem o zrównoważonych przestrzennie amperozwojach, odpowiadającym rozpatrywanemu uzwojeniu oraz fikcyjnym uzwojeniem krążkowym o tak dobranych amperozwojach, aby ich nałożenie na amperozwoje pozostałego uzwojenia dało przestrzenny rozkład amperozwojów odpowiadający rzeczywistemu układowi uzwojeń.

Twierdzenie powyższe daje się uogólnić na dowolny rodzaj asymetrii. Jest ono punktem wyjścia omawianej metody: rozkład wypadkowej siły osiowej f_h wzdłuż wysokości uzwojeń otrzymujemy jako superpozycję naturalnych sił osiowych f_i oraz sił asymetrii f_{as} wywołanych amperozwojami poprzecznymi. Rozkład naturalnych sił osiowych był już wyżej omówiony. Dla wyznaczenia rozkładu sił asymetrii przyjmiemy



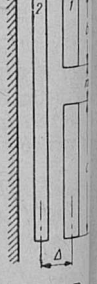
(a) układ uzwojeń
(b) siły osiowe, działające na poszczególne cewki uzwojenia zewnętrznego
(c) wypadkowa siła osiowa

Rys. 27. Przybliżona metoda pozwalająca określić, w którym miejscu uzwojenia występuje maksymalna siła osiowa

że indukcja strumienia poprzecznego, wywołanego przestrzenną asymetrią amperozwojów jest, dla danego rodzaju asymetrii, proporcjonalna do amperozwojów poprzecznych (rys. 26d).

Dla przykładu zastosowano tę metodę do uzwojenia zewnętrznego z rys. 26a. Na rys. 27b narysowany jest orientacyjny rozkład siły osiowej przypadającej na poszczególne cewki uzwojenia zewnętrznego, na rys. 27c — rozkład wypadkowej siły cisnącej na podkładki. Z rys. 27b wynika, że najbardziej narażone są cewki przyległe do luki zaczepowej oraz cewki końcowe. Należy je sprawdzić na zginanie. Maksymal

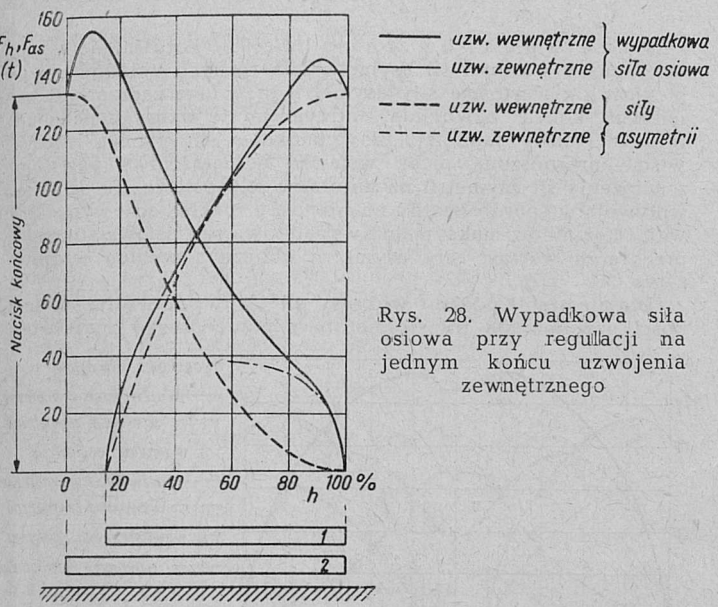
[10]) Dla sprawdzenia, czy rzeczywiście ze względu na siły osiowe — działające na uzwojenie wewnętrzne — układy uzwojeń z rys. 26a i 26b są równoważne, należy obliczyć bezpośrednio wg wzoru (17) siłę osiową działającą na dowolną część uzwojenia wewnętrznego w obu układach. Wystarczy ograniczyć się do siły pochodzącej od uzwojenia zewnętrznego, gdyż siła osiowa wywierana na rozpatrywaną część przez resztę uzwojenia wewnętrznego jest taka sama dla układów z rys. 26a i 26b. Z porównania wynika, że wartość siły osiowej działającej na dowolną część uzwojenia wewnętrznego wyraża się identycznym wzorem niezależnie od tego, czy przy obliczaniu korzystaliśmy z rzeczywistego układu uzwojeń z rys. 26a, czy też z układu zastępczego z rys. 26b. Analogicznie sprawdza się, że układy z rys. 26a i 26c są równoważne pod względem sił osiowych działających na uzwojenie zewnętrzne. Autor wykonał takie obliczenia dla układu podanego na rys. B.



Rys. B

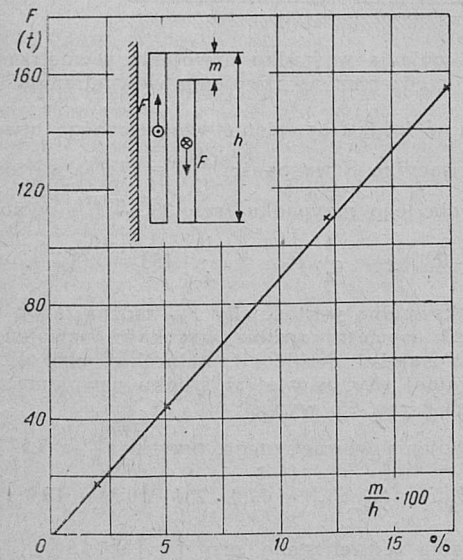
na siła ściskająca podkładki przypada w środku każdej połówki uzwojenia, natomiast końcowy nacisk na konstrukcję prasującą jest nieznaczny. Analogicznie należy rozpatrzyć rozkład siły osiowej wzdłuż wysokości uzwojenia wewnętrznego.

Regulacja na jednym końcu uzwojenia zewnętrznego. Ten rodzaj regulacji można stosować jedynie w transformatorach małej mocy ze względu na duże siły osiowe, które działają wówczas między uzwojeniami. Nacisk końcowy na konstrukcję pracującą jest w tym przypadku dokładnie równy sile asymetrii ($F_k = F_{as}$), gdyż naturalne siły osiowe w obu połówkach uzwojenia są prze-



Rys. 28. Wypadkowa siła osiowa przy regulacji na jednym końcu uzwojenia zewnętrznego

ciwnego znaku i ich wpływ na wypadkową siłę osiową, działającą na całe uzwojenie, wzajemnie się kompensuje. Maksymalna siła osiowa jest nieco większa od końcowego nacisku (rys. 28). Nacisk końcowy zależy liniowo od wysokości luki m w założeniu, że u_z = const (rys. 29).



Rys. 29. Nacisk końcowy przy regulacji na jednym końcu uzwojenia zewnętrznego

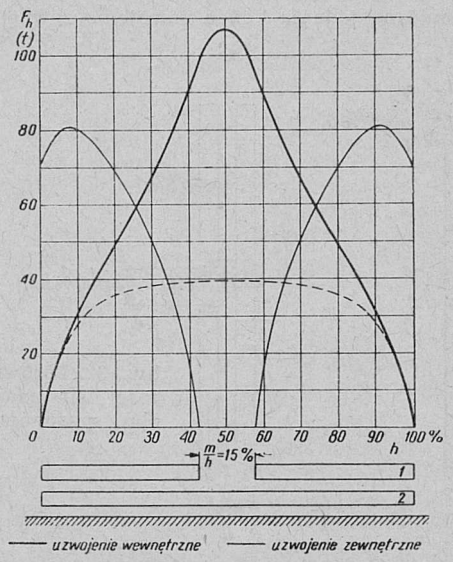
W rzeczywistości napięcie zwarcia wzrasta ze wzrostem asymetrii i siły działające między uzwojeniami są odpowiednio mniejsze. Zwiększenie napięcia zwarcia może być tak znaczne, że począwszy od pewnej asymetrii siły zaczną maleć.

W praktyce nacisk końcowy bywa czasem obliczany z przybliżonego wzoru podanego przez Schäfera [7]:

$$F_k = 1{,}7 \frac{m}{h} F_{\delta}. \tag{25}$$

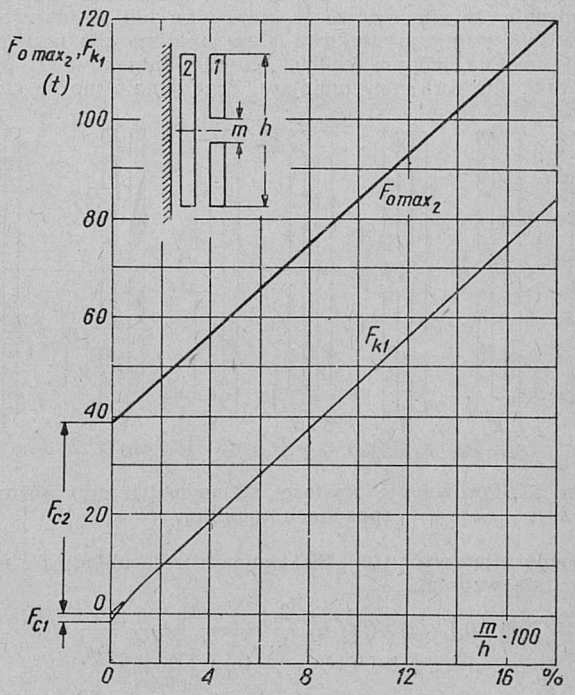
Wzór ten daje wyniki raczej nieco za duże (np. w przypadku rozpatrywanego transformatora o 15%).

W oknie transformatora wpływ prądów płynących w uzwojeniach sąsiedniej fazy oraz obecność jarzm zwiększają siłę osiową przypadającą na centymetr zastępczej długości uzwojeń. Np. dla transformatora jednofazowego o wymiarach jak



Rys. 30. Wypadkowa siła osiowa przy regulacji w środku uzwojenia zewnętrznego

na rys. 18, uwzględnienie amperozwojów uzwojeń umieszczonych na kolumnie B zwiększa jednostkową siłę osiową o 32% (dla transformatora trójfazowego przy zwarciu 3-fazowym



Rys. 31. Nacisk końcowy oraz maksymalna siła ściskająca przy regulacji w środku uzwojenia zewnętrznego

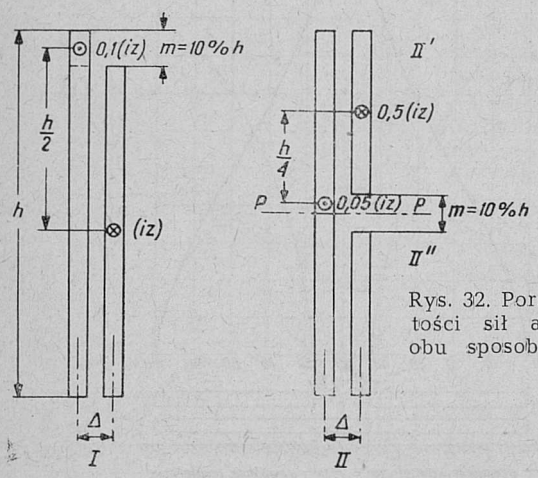
wpływ ten jest mniejszy). Dlatego przy sprawdzaniu wytrzymałościowym należy brać pod uwagę te części uzwojeń, które się znajdują w oknie transformatora.

Regulacja w środku uzwojenia zewnętrznego. Na rys. 30 pokazany jest rozkład wypadkowej siły osiowej wzdłuż obu uzwojeń dla rozpatrywanego transformatora. Największa siła ściskająca podkładki występuje w środku uzwojenia wewnętrznego i wynosi $F_{omax2} = F_{as2} + F_{n2}$, Maksymalna siła w uzwojeniu zewnętrznym jest nieznacznie większa od nacisku końcowego i przypada niedaleko końców uzwojenia. F_{omax2} oraz nacisk końcowy zależą liniowo od wysokości luki m (rys. 31).

Interesujące jest porównanie wartości siły asymetrii dla obu sposobów regulacji. Dla przykładu $\frac{m}{h} = 15\%$ otrzymujemy:

I) regulacja na jednym końcu uzwojenia zewnętrznego:

$$F_{asI} = F_k = 133 \text{ t};$$



Rys. 32. Porównanie wartości sił asymetrii dla obu sposobów regulacji

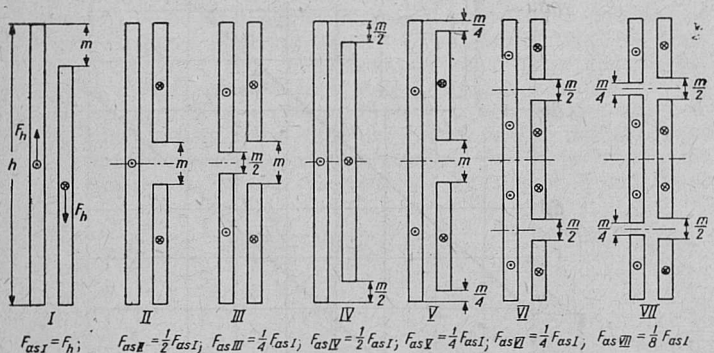
II) regulacja w środku uzwojenia zewnętrznego:

$$F_{asII} = F_{o\,max_2} - F_{n_2} = 106{,}5 - 39{,}2 = 67{,}3 \text{ t}.$$

Stąd

$$F_{as\,II} \approx \frac{1}{2} F_{asI}.$$

Wynik ten należy omówić, gdyż w literaturze spotyka się twierdzenie, że siła osiowa w przypadku luki środkowej powinna być cztery, a nie dwa razy mniejsza niż przy takiej samej luce na jednym końcu. Jedynie Bułgakow [2] proponuje brać siłę dwa razy mniejszą. Zagadnienie można rozwiązać rozpatrując wzór (16'). Siła asymetrii dla układu *I* z rys. 32 wyrazi się wzorem:



Rys. 33. Porównanie wartości sił asymetrii przy różnych sposobach regulacji

$$F_{asI} = 2{,}04 \cdot 0{,}1\,(iz) \cdot (iz)\, l_{śr} \frac{2}{h} \frac{1}{1 + \left(\frac{2\Delta}{h}\right)^2} \frac{1}{K_I} 10^{-8} \quad [\text{kG}].$$

Niech w pierwszym przybliżeniu układ *II* z rys. 32 składa się z dwóch identycznych niezależnych od siebie układów (*II'* i *II''*), oddzielonych płaszczyzną symetrii *P* — *P*. Wówczas siła

$$F_{asII} = 2{,}04 \cdot 0{,}05\,(iz) \cdot 0{,}5\,(iz)\, l_{śr} \frac{4}{h} \frac{1}{1 + \left(\frac{4\Delta}{h}\right)^2} \frac{1}{K_{II}} 10^{-8} \quad [\text{kG}]$$

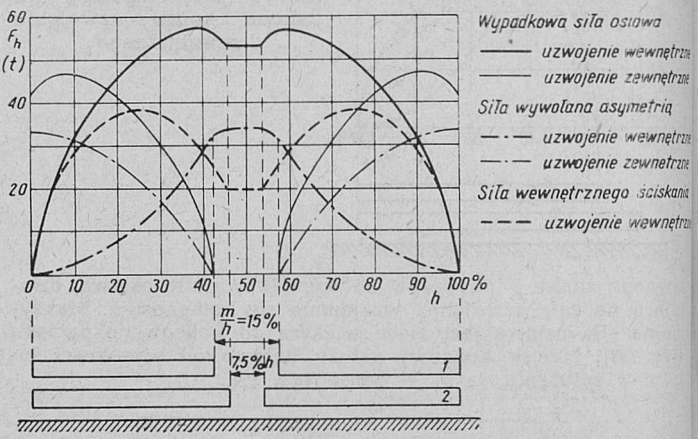
Jeżeli przyjąć, że $K_I = K_{II}$ oraz $1 + \left(\frac{2\Delta}{h}\right)^2 \approx 1 + \left(\frac{4\Delta}{h}\right)^2$, wówczas siła F_{asII} jest dokładnie równa połowie siły F_{asI}, bo chociaż iloczyn amperozwojów oddziałujących na siebie części zmalał czterokrotnie, to jednocześnie zmalała dwa razy odległość między środkami tych części. W rzeczywistości współczynnik K_I jest nieco mniejszy od K_{II} (o 10 do 20%), co powoduje, że F_{asII} jest mniejsza od 1/2 F_{asI}. Oba układy *II'* i *II''* wpływają jednak na siebie. Wywołuje to zwiększenie siły F_{asII} do wartości ok. 1/2 F_{asI}.

Z powyższych rozważań wynika prosty sposób określenia przybliżonej wartości sił osiowych w przypadku luki w środku uzwojenia zewnętrznego:

$$(26) \quad \begin{cases} F_{omax_2} = \frac{1}{2} F_{asI} + F_{n_2} \approx \frac{1}{2} \cdot 1{,}7 \frac{m}{h} F_\delta + \frac{\delta'}{h} F_\delta, \\ F_{k_1} \approx \frac{1}{2} F_{asI} \approx \frac{1}{2} \cdot 1{,}7 \frac{m}{h} F_\delta. \end{cases}$$

Inne sposoby regulacji. Porównując w ten sam sposób wartości sił asymetrii dla różnych układów regulacyjnych z wartością siły asymetrii przy luce zaczepowej na jednym końcu uzwojenia, otrzymuje się wzory podane na rys. 33. Należy pamiętać, że wypadkowa siła osiowa rzeczywiście przenoszona przez wstawki odległościowe powstaje z nałożenia sił asymetrii na naturalne siły osiowe. Te ostatnie wpływają w sposób istotny na wartość i rozkład siły wypadkowej, toteż nieraz maksymalna wypadkowa siła osiowa znacznie przekracza wartość siły asymetrii obliczoną według wzorów z rys. 33.

Dla ilustracji podano wykresy sił osiowych wzdłuż wysokości uzwojeń dla transformatora z poprzedniego przykładu,



Rys. 34. Regulacja w środku uzwojenia zewnętrznego z rozrzedzeniem w uzwojeniu wewnętrznym

przy czym w środku uzwojenia wewnętrznego utworzono lukę kompensacyjną o wysokości $\frac{m}{2} = 7{,}5\%$ wartości *h*. Siła asymetrii dla tego przypadku (rys. 33 — *III*) wynosi

$$F_{asIII} = \frac{1}{4} F_{asI} = \frac{1}{4} \cdot 133 = 33{,}3 \text{ t}.$$

Znając maksymalną wartość siły F_{as}, można łatwo narysować wykresy sił asymetrii wzdłuż wysokości uzwojeń (rys. 34). Dodatkowo należy uwzględnić naturalne siły osiowe. Wartość naturalnej siły osiowej w środku uzwojenia, odczytana z krzywych z rys. 25, wynosi:

dla uzwojenia wewnętrznego, przy $\left(\frac{m}{h}\right) = 7{,}5\%$,

$$F_{n_2} = f_{n_2} \cdot l_{śr} = 77{,}0 \cdot 251 \cdot 10^{-3} = 19{,}3 \text{ t},$$

dla uzwojenia zewnętrznego, przy $\left(\frac{m}{h}\right) = 15\%$,

$$F_{n_1} = f_{n_1} \cdot l_{śr} = -26{,}0 \cdot 251 \cdot 10^{-3} = -6{,}5 \text{ t}.$$

Znak minus oznacza tu, że siła F_{n1} jest skierowana ku jarzmu. Wykres siły F_{n2} dla uzwojenia wewnętrznego zaznaczono na rys. 34 linią przerywaną (por. rys. 24). Obliczając sumę sił $F_n + F_{as}$ w każdym punkcie uzwojenia otrzymuje się wykres wypadkowej siły osiowej. Analogicznie wyznacza się siłę wypadkową dla uzwojenia zewnętrznego (aby nie zaciemnić rysunku nie podano rozkładu siły F_{n1} wzdłuż wysokości uzwojenia). Wartość wypadkowej siły osiowej w środku uzwojenia wewnętrznego wynosi

$$F_{h_2} = F_{n_2} + F_{as} = 19{,}3 + 33{,}3 = 52{,}6 \text{ t},$$

co przekracza o 58% wartość siły asymetrii. Końcowy nacisk,

jaki wywiera uzwojenie zewnętrzne na konstrukcję prasującą, jest równy

$$F_{k1} = F_{n1} + F_{as} = 6{,}5 + 33{,}3 = 39{,}8 \text{ t}.$$

Dla sprawdzenia obliczono bezpośrednio metodą oddziaływań cząstkowych nacisk końcowy oraz wypadkową siłę osiową w środku uzwojenia wewnętrznego. W wyniku obliczenia otrzymano:

$$F_{h2} = 54{,}5 \text{ t}$$

$$F_{k1} = 41{,}0 \text{ t}$$

Praktycznie oba sposoby dały ten sam rezultat.

7. Naprężenia mechaniczne wywołane siłami osiowymi.

Naprężenia zginające w przewodach. Należy zawsze sprawdzić naprężenia zginające w najbardziej narażonych cewkach. Jak wynika z rozpatrzenia różnych sposobów regulacji, w najgorszych warunkach są cewki uzwojenia regulowanego przyległe do luki zaczepowej (zwłaszcza te ich części, które znajdują się w oknie transformatora) oraz cewki końcowe. W ogólnym przypadku, gdy gęstość amperozwojów wzdłuż wysokości uzwojeń nie jest stała, nie można stosować wzoru (24). Uzwojenie dzieli się wówczas na ν części tak, aby liniowa gęstość amperozwojów w każdej części była stała. Całkowita siła osiowa działająca na daną cewkę, jest algebraiczną sumą sił pochodzących od wszystkich utworzonych w ten sposób części (por. rys. 21):

$$27) \qquad f_h' = 2{,}04\, q\, (iz) \sum A_\nu \ln \frac{R_\nu}{r_\nu} 10^{-8} \quad [\text{kG/cm}^2].$$

Tutaj q oznacza stosunek liczby zwojów w cewce do liczby czynnych zwojów uzwojenia, w którego skład wchodzi rozpatrywana cewka.

Część cewki między sąsiednimi podkładkami traktuje się jako belkę sztywno zamocowaną na końcach, obciążoną równomiernie wzdłuż długości siłą obliczoną ze wzoru (27). Według Bułgakowa naprężenia zginające dla przewodów miedzianych nie powinny przekraczać 600 — 800 kG/cm^2.

Naprężenia ściskające. Bułgakow podaje, że naprężenia ściskające w podkładach międzycewkowych nie powinny być większe od 200 kG/cm^2. Zbyt duże naprężenia powodują trwałe odkształcenie preszpanu; wystąpi pewne skrócenie uzwojeń. Zjawisko to, powtarzając się przy każdym zwarciu, może doprowadzić do obluzowania uzwojeń.

Niezwykle ważną sprawą ze względu na wytrzymałość dynamiczną transformatora jest właściwe rozwiązanie konstrukcji prasującej uzwojenia. Zagadnienie to wykracza jednak poza ramy niniejszego referatu.

LITERATURA

[1] Billig E. Mechanical stresses in transformer windings (Journ. IEE, II, 1946, 227)
[2] Bułgakow N. Rasczot transformatorow (Goseniergoizdat, 1950)
[3] Festl E. Ermittlung der Stromkräfte von Transformatoren und ihre Kontrolle auf dem Prüfstand (ETZ, 1951, 173)
[4] Fischer E. Die Festigkeit der inneren Röhre von Transformatorenwicklungen (ETZ, 1952, 121)
[5] Kuijper de C. Les contraintes de court-circuit dans les enroulements symétriques des transformateurs (CIGRÉ, 1952, ref. 122)
[6] Waters M. The measurement and calculation of axial electromagnetic forces in concentric transformer windings (Proceed. IEE, II, 1954, 35)
[7] Schäfer W. Transformatoren (Berlin, 1939)

VII

KAND. N. T. INŻ. MICHAŁ JABŁOŃSKI
Katedra Maszyn Elektrycznych Politechniki Łódzkiej

Oporność rozproszenia transformatora przy osiowej niesymetrii uzwojeń cylindrycznych

621.314:621.3.045.59:621.3.013 5

Treść. Autor analizuje najczęściej stosowaną metodę obliczania oporności rozproszenia układów uzwojeń niesymetrycznych — metodę amperozwojów podłużnych i poprzecznych — i określa przyczyny jej nieścisłości. Wyprowadza wzór ściślejszy od dotychczasowego i zawierający współczynnik poprawkowy, którego wartość podaje w postaci wykresów. — Autor rozważa dalej przypadek luk zaczepowych kompensowanych rozrzedzeniem w uzwojeniu przeciwnym i wyprowadza wzór do obliczania oporności rozproszenia w tym przypadku, a następnie podaje sposób obliczania oporności dla dowolnego zaczepu przy stałej wartości rozrzedzenia.

Реактивное сопротивление утечки трансформатора при осевой несимметрии цилиндрических обмоток. Автор анализирует чаще всего применяемый метод расчета сопротивления утечки несимметрических обмоток — метод продольных и поперечных амервитков — и указывает причины неточности этого метода. Выводит формулу более точную, чем применяемая доныне, и содержащую поправочный коэффициент, которого значение дано в форме кривых. Затем автор рассматривает ответвления от обмотки, компенсированные разрежением в противоположной обмотке, и выводит формулу для подчета реактивного сопротивления утечки в этом случае; в заключение дает способ расчета сопротивления для любого ответвления от обмотки при одинаковом разрежении ответвлений.

Leakage reactance of transformers at axial asymmetry of cylindrical windings. The author closely examines the method most frequently adopted for the computation of leakage reactance in systems of asymmetrical windings — the method of longitudinal and cross ampere-turns — and explains the causes responsible for its being inaccurate. The author develops a formula, more exact than those hitherto used and containing a correction factor the value of which is given in the form of diagrams. He further reviews an instance of gaps in the tappings compensated by rarefaction in the opposite winding, and provides a formula for computing leakage reactance for an optional tapping and at constant rarefaction value.

1. Zagadnienie asymetrii skupionych w jednym uzwojeniu.

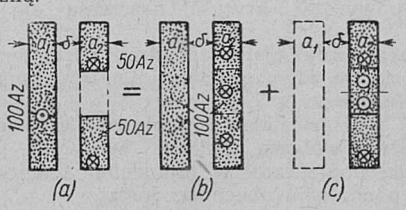
Szereg metod, opracowanych dotychczas do obliczania oporności indukcyjnej rozproszenia w przypadku przestrzennej asymetrii amperozwojów *) ma liczne wady, jak np. wymaganie ogromnej pracy w przypadku metody prof. Pietrowa (metoda ogólna uzwojeń cząstkowych) lub mała dokładność wyników, otrzymywanych przy zastosowaniu metody amperozwojów podłużnych i poprzecznych (Stephens-Knaack).

Wybierzmy najprostszą z dotychczasowych metod i przeanalizujmy przyczyny nieścisłości wyników otrzymywanych przy jej zastosowaniu. Jeżeli rezultaty tej analizy pozwolą na usunięcie przyczyn nieścisłości możliwie prostymi środkami i zdołamy uzyskać sposób dokładniejszego niż dotychczas obliczania oporności rozproszenia uzwojeń asymetrycznych, to cel, który postawił przed sobą autor, będzie osiągnięty.

Najprostsza z dotychczasowych jest metoda amperozwojów podłużnych i poprzecznych czyli metoda Stephensa-Knaacka. Metodę tę opisał szczegółowo prof. E. Jezierski w I tomie „Transformatorów" (III wyd. SEP, 1949). W metodzie tej rozkładamy amperozwoje asymetryczne na dwie składowe — podłużną i poprzeczną zgodnie z rys. 1.

*) Ob. wykaz literatury na końcu artykułu.

Podstawowe kierunki strumieni rozproszenia, powodowanych przez każdą ze składowych, są wzajemnie prostopadłe, co pozwala na osobne rozpatrywanie obu składowych. Istotnym założeniem metody jest prostopadłość strumienia poprzecznego i podłużnego na całej ich drodze przez przestrzeń niemagnetyczną.

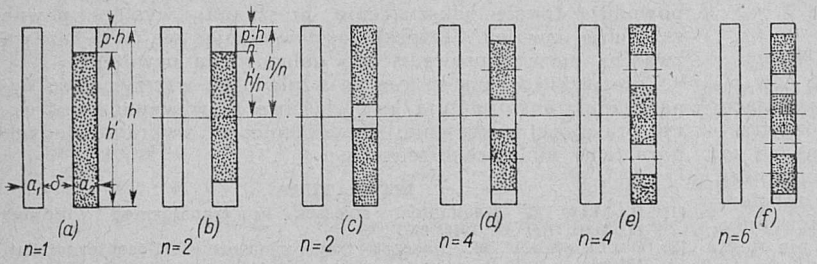


Rys. 1. Rozkład asymetrycznego układu amperozwojów na składową podłużną (uzwojenie cylindryczne) i poprzeczną (umyślone uzwojenie krążkowe)

Zastępczy odcinek drogi w przestrzeni niemagnetycznej dla poprzecznego strumienia rozproszenia określa wyrażenie a/k_R, gdzie a — szerokość promieniowa uzwojenia mającego niesymetrię, k_R — współczynnik Rogowskiego.

W omawianej metodzie zastosowano współczynnik Rogowskiego w postaci uproszczonej, dla której granice stosowalności nie obejmują zasadniczej większości przypadków praktycznych.

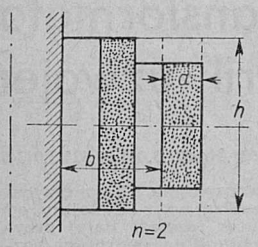
Dla tych więc przypadków zastępczy odcinek drogi dla strumienia poprzecznego został określony przez prof. Jezierskiego (za La Courem) jako szerokość okna transformatorowego; natomiast Knaack (za Heilesem) określił ten odcinek jako odległość między rdzeniem a ścianką kadzi przy odpo-



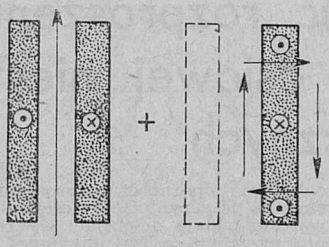
Rys. 2. Najczęściej spotykane przypadki asymetrycznych układów uzwojeń cylindrycznych

wiednim przeliczeniu tej odległości ze względu na to, że kadź nie otacza każdej kolumny powłoką walcową, lecz otacza całość transformatora prostokątnie lub owalnie.

Rozpatrzmy krytycznie wszystkie powyższe założenia. Strumień magnetyczny — ze względu na zjawisko brzegowe — nie ma nigdy idealnie prostoliniowego kierunku. Linie magnetyczne zakrzywiają się tak, że strumień powodowany przez składową poprzeczną zakręca również na kierunek składowej podłużnej i odwrotnie. Pomijanie wzajemnego wpływu składowej podłużnej i poprzecznej jest więc jedną z przyczyn nieścisłości wyników. Zakrzywianie się kierunków linii sił



Rys. 3. Oznaczenie pełnej wysokości (h), odległości od rdzenia (b) i grubości (a) uzwojenia zawierającego asymetrię



Rys. 4. Kierunki strumieni umyślonych uzwojeń składowych w przypadku luk brzegowych

nie pozwala z drugiej strony na uznawanie konkretnego odcinka prostoliniowego (np. odległość rdzeń-kadź lub szerokość okna) za drogę strumienia w przestrzeni niemagnetycznej.

Jednocześnie należy zauważyć, że kadź nie jest idealnym „zwierciadłem magnetycznym". Ze względu na grubość ścianki kadzi wzbudzają się w niej pod wpływem strumienia poprzecznego silne prądy wirowe wypierające strumień. Tak więc kadź z jednej strony ze względu na ferromagnetyczny charakter swego materiału ułatwia drogę strumieniowi poprzecznemu, a z drugiej strony ze względu na prądy wirowe wypiera ten strumień, przez co utrudnia mu drogę.

Na tle powyższej krytyki nasuwają się następujące wnioski:

a) przy określaniu zastępczej drogi strumienia poprzecznego w przestrzeni niemagnetycznej należy korzystać z pełnego wzoru Rogowskiego;

b) wobec przeciwdziałania wpływu ferromagnetycznego materiału kadzi i wpływu prądów wirowych, wzniecanych przez strumień poprzeczny w jej grubej ściance, można zaproponować pominięcie obecności kadzi;

c) dla uwzględnienia wzajemnego wpływu strumienia poprzecznego i podłużnego na siebie ze względu na zakrzywianie się dróg tych strumieni należy wprowadzić dodatkowy współczynnik poprawkowy.

Opierając się na powyższych założeniach wyprowadzimy wzór na oporność rozproszenia asymetrycznej pary uzwojeń stosując metodę rozkładu amperozwojów na składową podłużną i poprzeczną.

Składową podłużną (główną) oporności rozproszenia znajdujemy normalnie:

$$(1)\qquad X_{gł} = 7{,}9 \cdot f \cdot z^2 \cdot l_{śr} \cdot 10^{-8} \left[\frac{\delta'}{h_s}\right] \quad (\Omega),$$

gdzie

$$(2)\qquad \delta' = \frac{a_1 + a_2}{3} + \delta \quad \text{i} \quad h_s = \frac{h}{k_R};$$

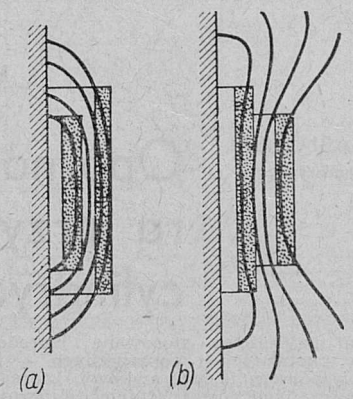
k_R jest współczynnikiem Rogowskiego (por. oznaczenia wymiarów na rys. 2 (a)).

Rozpatrzmy obecnie składową poprzeczną (dodatkową) dla przypadku, kiedy umyślone uzwojenie krążkowe da się rozłożyć na jednakowe elementarne — wzajemnie skompensowane — części. Liczbę tych części oznaczymy literą n (rys. 2). Liczbą p oznaczymy stopień asymetrii. Istotę stopnia asymetrii pozwala zrozumieć rys. 2 (a, b).

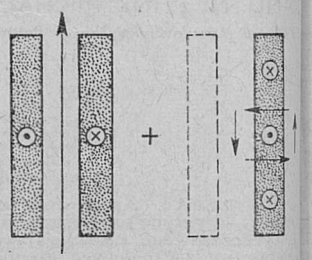
Podane na rys. 2 przypadki odpowiadają najczęściej spotykanym w praktyce asymetriom.

Jeżeli luka powodowana jest przez wyłączenie zwojów zaczepowych jak np. na rys. 2 (a, c lub e), to wartość p równa się stosunkowej wartości wyłączonych zwojów (np. zaczepy + 5%, 0, — 5% powodują na zaczepie + 5% $p = 0$, na zaczepie 0 $p = 0{,}05$, na zaczepie — 5% $p = 0{,}1$).

Celem uwzględnienia zakrzywiania się linii magnetycznych i powstającego przez to wzajemnego wpływu na siebie



Rys. 5. Przebieg linii strumienia rozproszenia w przypadku luk brzegowych w uzwojeniu wewnętrznym (a) i zewnętrznym (b)



Rys. 6. Kierunki strumieni umyślonych uzwojeń składowych w przypadku luki w środku uzwojenia

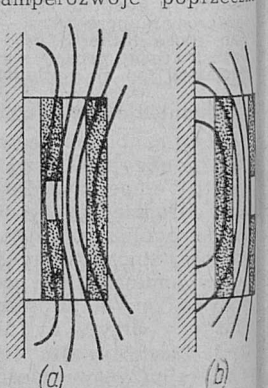
pola podłużnego i poprzecznego wprowadzimy do wzoru na oporność — powodowaną przez amperozwoje poprzeczne czyli na oporność dodatkową — współczynnik poprawkowy k_p, a wartość tego współczynnika znajdziemy doświadczalnie. Współczynnik k_p uwzględni również ewentualny wpływ uproszczeń poczynionych przez Rogowskiego przy wyprowadzaniu jego wzoru [1]. W przypadku umyślonych uzwojeń krążkowych wpływ ten może być już odczuwalny.

Opór bierny dodatkowy dla każdego elementu, na które podzielono uzwojenie, wynosi:

$$(3)\quad X'_{dod} = 7{,}9 \cdot f \cdot \left(\frac{z \cdot p}{n}\right)^2 \cdot l_{śr} \times \frac{l_{wł}}{l_{śr}} \cdot \frac{h}{3 \cdot n} \cdot \frac{k_R}{a} \cdot k_p \cdot 10^{-8} \ (\Omega);$$

dla wszystkich n elementów $X_{dod} = nX'_{dod}$, a więc

$$(4)\quad X_{dod} = 7{,}9 \cdot f \cdot \frac{z^2 \cdot p^2}{n} \cdot l_{śr} \cdot \frac{l_{wł}}{l_{śr}} \cdot \frac{h}{3 \cdot n} \cdot \frac{k_R}{a} \cdot k_p \cdot 10^{-8} \ (\Omega)$$



Rys. 7. Przebieg linii sił strumienia rozproszenia w przypadku luki w środku uzwojenia wewnętrznego (a) i zewnętrznego (b)

W powyższych wzorach oznaczają:

$\frac{z \cdot p}{n}$ — liczba zwojów przypadająca na każdą „lukę" przy równomiernym rozłożeniu amperozwojów na całą wysokość;

$l_{śr} \cdot \frac{l_{wł}}{l_{śr}}$ — przejście ze średniej długości obu uzwojeń przyjętej we wzorze (1) na własną średnią długość umyślonego uzwojenia krążkowego, czyli uzwojenia zawierającego asymetrię;

$\frac{h}{3 \cdot n}$ czyli $\frac{h/n}{3}$ — odpowiednik zastępczej szczeliny rozproszeniowej δ' elementu umyślonego uzwojenia krążkowego;

k_p — wspomniany już empiryczny współczynnik poprawkowy.

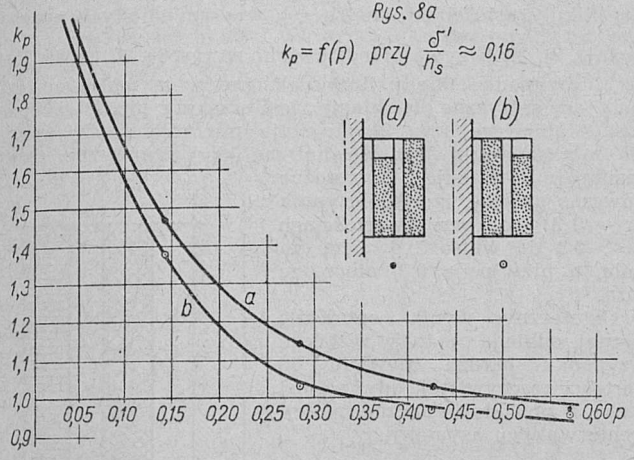
Współczynnik Rogowskiego dla uzwojenia krążkowego symetrycznego — przy pominięciu obecności kadzi, a uwzględnieniu obecności rdzenia — ma postać (por. [1], str. 20, wzór 22):

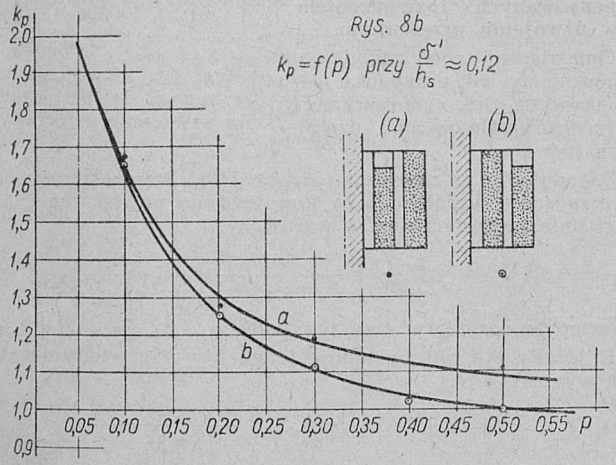
$$k_R = 1 - \frac{1 - e^{-ca}}{c \cdot a} \cdot \left[1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu - 1}{\mu + 1} \cdot e^{-2cb}(1 - e^{-ca})\right] \cong \quad (5)$$

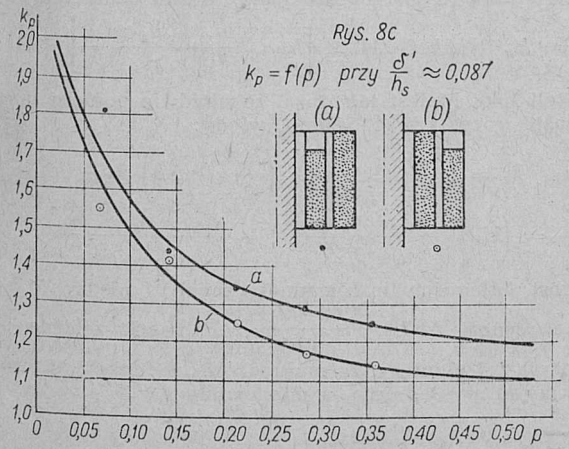
$$\cong 1 - \frac{1 - e^{-ca}}{c \cdot a} \cdot \left[1 - \frac{e^{-2cb}}{2}(1 - e^{-ca})\right],$$

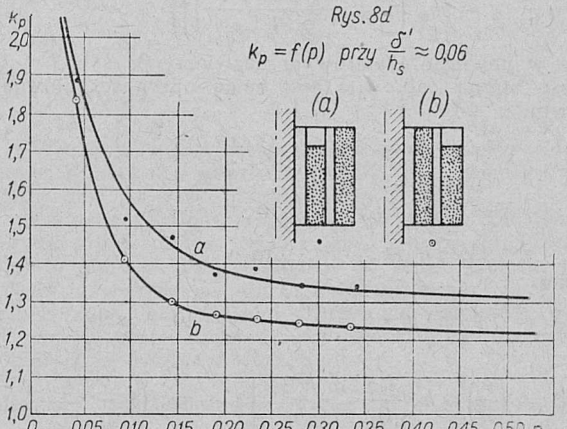
jeżeli $\mu \gg 1$.

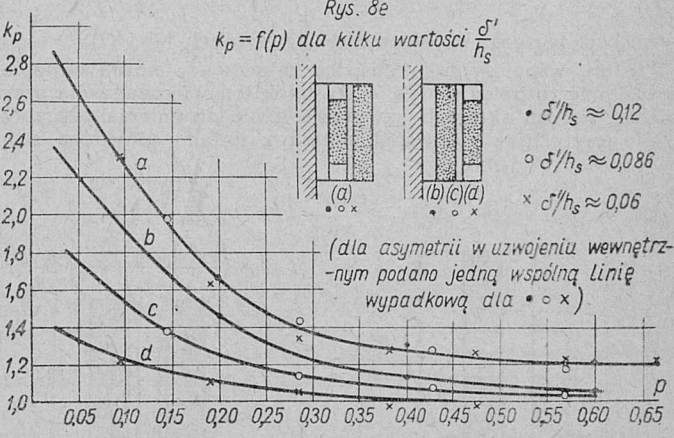
W naszym przypadku oznaczają: a — grubość (promieniową) uzwojenia zawierającego asymetrię, $c = \pi n./h$, b — odległość od rdzenia (rys. 3).

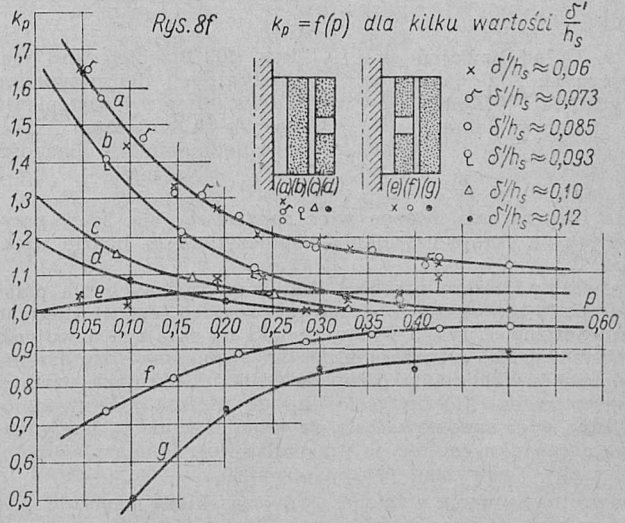












Rys. 8a-b-c-d-e-f. Przebieg wartości współczynnika k_p w zależności od stopnia asymetrii p dla różnych przypadków asymetrii i dla różnych wartości stosunku $\frac{\delta'}{h_s}$

Oznaczmy teraz:

$$(6),\ (7)\qquad \frac{1-e^{-\frac{\pi\cdot n\cdot a}{h}}}{\frac{\pi\cdot n\cdot a}{h}}=m_n;\qquad e^{\frac{2\pi nb}{h}}=s_n.$$

Przy takim oznaczeniu wzór (5) przybierze postać:

$$(8)\qquad k_R=1-m_n\left(1-\frac{m_n\cdot\pi\cdot n\cdot a}{2\cdot h\cdot s_n}\right),$$

Wstawiając (8) do (4) otrzymujemy:

$$(9)\ X_{dod}=7{,}9\cdot f\cdot z^2\cdot l_{śr}\cdot 10^{-8}\cdot\left\{\frac{p^2}{n^2}\cdot k_p\cdot\frac{l_{wł}}{l_{śr}}\cdot\frac{h}{3\cdot a}\cdot\left[1-m_n\left(1-\frac{m_n\cdot n\cdot\pi\cdot a}{2\cdot h\cdot s_n}\right)\right]\right\}.$$

Wyrażenie w nawiasie klamrowym nazwiemy β.

Oporność bierna całkowita jest sumą oporności głównej i dodatkowej:

$$(10a)\qquad X=X_{gł}+X_{dod}$$

czyli

$$(10b)\qquad X=7{,}9\cdot f\cdot z^2\cdot l_{śr}\cdot 10^{-8}\cdot\frac{\delta'}{h_s}+7{,}9\cdot f\cdot z^2\cdot l_{śr}\cdot 10^{-8}\cdot\beta$$

i ostatecznie

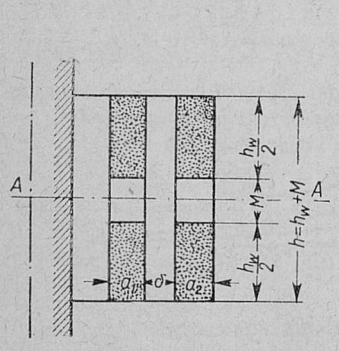
$$(10c)\qquad X=7{,}9\cdot f\cdot z^2\cdot l_{śr}\cdot\left(\frac{\delta'}{h_s}+\beta\right)\cdot 10^{-8}\ (\Omega),$$

gdzie

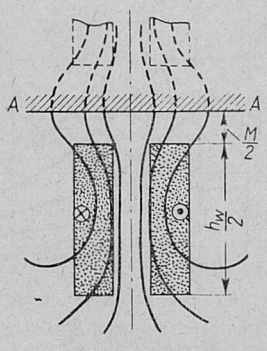
$$(11)\qquad \beta=\left(\frac{p}{n}\right)^2\cdot k_p\,\frac{l_{wł}}{l_{śr}}\cdot\frac{h}{3\cdot a}\cdot\left[1-m_n\left(1-\frac{m_n\cdot n\cdot\pi\cdot a}{2\cdot h\cdot s_n}\right)\right].$$

Wartości m_n oraz s_n są podane we wzorach (6) i (7).

Istotę współczynnika doświadczalnego k_p można najlepiej zrozumieć rozpatrując rys. 4. Rysunek ten wykonano dla przypadku luk na skrajach uzwojenia. Linie strumienia poprzecznego zamykając się współdziałają z liniami głównego strumienia rozproszenia. Można więc spodziewać się, że w przypadku luk na skraju uzwojenia współczynnik k_p będzie większy od 1.



Rys. 9. Układ uzwojeń cylindrycznych z dwiema identycznymi lukami naprzeciw siebie



Rys. 10. Przebieg linii magnetycznych dla przypadku z rys. 9 przy zastąpieniu osi A—A żelazem i nieuwzględnieniu obecności rdzenia

Rozważmy jeszcze przebieg linii magnetycznych dla przypadku, kiedy uzwojenie z lukami na skrajach jest wewnętrzne lub zewnętrzne, Z rys. 5 widać, że luki na skrajach uzwojenia wewnętrznego (*a*) ułatwiają przejście strumienia rozproszenia do rdzenia, natomiast w przypadku luk na skrajach uzwojenia zewnętrznego (*b*) przejście linii do rdzenia jest utrudnione. Można więc spodziewać się, że współczynnik k_p jest większy w przypadku (*a*) niż w przypadku (*b*). Pomiary w pełni potwierdziły powyższe przypuszczenia.

Odwrotna sytuacja występuje wówczas, kiedy mamy do czynienia z luką na środku uzwojenia (rys. 6); tu linie magnetyczne przeciwdziałają sobie, można więc spodziewać się $k_p<1$. Jednocześnie — zgodnie z rys. 7 — w układzie (*a*) występuje utrudnienie, natomiast w przypadku (*b*) ułatwienie w przejściu linii sił do rdzenia. W układzie (*a*) możemy więc oczekiwać mniejszych wartości k_p niż w układzie (*b*). Tu również pomiary potwierdziły oczekiwania, przy czym dla układu (*a*) otrzymano $k_p<1$, dla układu (*b*) natomiast $k_p>1$.

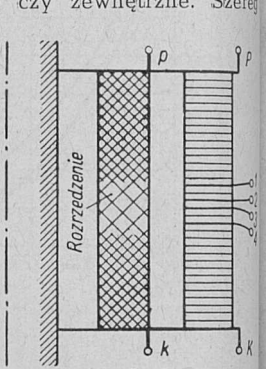
Dla uzyskania liczbowych wartości współczynnika k_p w zależności od stopnia asymetrii p oraz w zależności od stosunku $\frac{\delta'}{h_s}$ wykonano na specjalnym transformatorze badawczym szereg serii pomiarowych dla przypadków:

1) luka na jednym krańcu uzwojenia ($n=1$),
2) luka w środku uzwojenia ($n=2$),
3) luki na skrajach uzwojenia ($n=2$),
4) luki wielokrotne ($n=4$).

Porównanie wyników pomiaru z wynikami obliczenia pozwala znaleźć współczynnik poprakowy k_p. Rezultatem tej czynności są krzywe zmian wartości k_p w zależności od p dla kilku wartości parametru $\frac{\delta'}{h_s}$ w wymienionych przypadkach 1), 2), 3). Krzywe przedstawiono na rys. 8a, 8b, 8c, 8d, 8e, 8f.

W przypadku, kiedy liczba elementów n, na które rozbijamy asymetryczne uzwojenie, jest większa niż 2, czyli wynosi 4 lub więcej (rys. 2), przestaje grać rolę to, czy uzwojenie z niesymetrią jest wewnętrzne czy zewnętrzne. Szereg pomiarów wskazuje, że można wówczas przyjąć, iż współczynnik $k_p=1{,}2$, co przy wartościach $p<0{,}3$ da wartość β nieco za małą, a przy $p>0{,}3$, nieco za dużą.

Ostateczny wynik oporności biernej odbiega jednak w takim przypadku bardzo niewiele od wartości rzeczywistej, gdyż wzrost liczby n powoduje znaczne zmniejszenie wpływu asymetrii.



Rys. 11. Uzwojenia zaczepowe i rozrzedzenie w uzwojeniu przeciwnym

2. Zagadnienie asymetrii kompensowanych rozrzedzeniem w uzwojeniu przeciwnym.

Omawianie tego zagadnienia rozpoczniemy od przypadku dwu jednakowych luk umieszczonych naprzeciw siebie w obu uzwojeniach (rys. 9).

Zagadnienie to rozważał Knaack [10]. Przyjął on zamiast wprowadzania współczynnika Rogowskiego powiększenie długości linii magnetycznych o wartość

$$(12)\qquad \Delta h\cong\frac{a_1+a_2+\delta}{3};$$

a następnie rozpatrzył trzy przypadki:

1) jeżeli luka nie występuje (czyli $M=0$), wtedy długość linii wynosi:

$$(13)\qquad h_s=h_w+\Delta h\cong h_w+\frac{a_1+a_2+\delta}{3};$$

2) jeżeli luka M jest bardzo mała, można uznać, że

$$(14)\qquad h_s=h_w+\Delta h+M\cong\left[h_w+\frac{a_1+a_2+\delta}{3}\right]+M;$$

3) jeżeli luka M jest tak duża, że obydwie połówki uzwojenia można rozpatrywać osobno, wtedy:

$$(15)\qquad h_s=\left(\frac{h_w}{2}+\Delta h\right)+\left(\frac{h_w}{2}+\Delta h\right)=\left(h_w+\frac{a_1+a_2+\delta}{3}\right)+\frac{a_1+a_2+\delta}{3}.$$

Przyrost długości linii magnetycznych między $M=0$ a $M\to\infty$ wynosi $\Delta h_s=\frac{a_1+a_2+\delta}{3}$. Knaack zakłada bez uzasadnienia tej hipotezy, że przyrost Δh_s w funkcji M przedstawia krzywą wykładniczą, a mianowicie:

$$(16)\qquad \Delta h_s=\frac{a_1+a_2+\delta}{3}\left(1-e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right).$$

Taką postać wyrażenia na Δh_s przyjmuje Knaack jedynie dlatego, że spełnia ona trzy postawione wyżej warunki.

W konsekwencji dla długości h_s można napisać:

$$h_s = \left(h_w + \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3}\right) + \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} \cdot \left(1 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right) = h_w + \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} \cdot \left(2 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right). \quad (17)$$

Jeżeli na całej wysokości uzwojeń h jest więcej (np. n) luk o wymiarze M, można przez analogię napisać:

$$h_s = (h - n \cdot M) + \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} + n \cdot \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} \cdot \left(1 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right). \quad (18)$$

Spróbujmy jednak uzasadnić matematycznie słuszność wyrażenia przyjętego intuicyjnie przez Knaacka oraz określić granice jego stosowalności dla przypadku podanej przez Knaacka postaci wzoru.

Oś symetrii AA z rys. 9 można zastąpić powierzchnią żelaza stanowiącą zwierciadło magnetyczne (rys. 10).

Przypadek układu uzwojeń jak na rys. 10 rozpatrywał Rogowski [1]. Stosując rachunek wektorowy otrzymał on dla tego przypadku swój współczynnik w postaci ([1], str. 20, wzór 22):

$$k_R = 1 - \frac{1 - e^{-ch}}{c \cdot h} \cdot \left[1 - {}^1/_2 \cdot \frac{\mu - 1}{\mu + 1} \cdot e^{-2cb} \cdot (1 - e^{-ch})\right], \quad (19)$$

gdzie $c = \frac{\pi}{a_1 + \delta + a_2}$,

h — wysokość rozpatrywanego uzwojenia (w danym przypadku wynosi ona $\frac{h_w}{2}$),

b — odstęp od żelaza (w danym przypadku $\frac{M}{2}$),

μ — względna przenikalność magnetyczna żelaza.

Przyjmując, że $\frac{\mu - 1}{\mu + 1} \cong 1$ otrzymujemy dla współczynnika Rogowskiego wyrażenie:

$$k_R = 1 - \frac{1 - e^{-ch}}{2 \cdot c \cdot h} \cdot \left[2 - e^{-2cb}\left(1 - e^{-ch}\right)\right]. \quad (20)$$

Dla uzwojeń cylindrycznych, dla których iloczyn $c \cdot h$ czyli $\frac{h \cdot \pi}{a_1 + a_2 + \delta} \gtrsim 5$, a więc $k_R > 0{,}80$, można przyjąć uproszczenie, a mianowicie $1 - e^{-ch} \approx 1$, co w konsekwencji pozwoli napisać:

$$k_R = 1 - \frac{1}{2 \cdot c \cdot h} \cdot \left(2 - e^{-2cb}\right); \quad (21)$$

podstawiając $c = \frac{\pi}{a_1 + \delta + a_2}$, $h = \frac{h_w}{2}$, $b = \frac{M}{2}$,

otrzymamy:

$$k_R = 1 - \frac{a_1 + a_2 + \delta}{\pi \cdot h_w} \cdot \left(2 - e^{-M/\frac{1}{\pi}(a_1+a_2+\delta)}\right) = 1 - \alpha. \quad (22)$$

Dla rozważanej zgodnie z rys. 10 połówki uzwojeń (do osi symetrii AA) przyrost drogi dla linii magnetycznych $\Delta h'$ wynosi:

$$\Delta h' = \frac{h_w}{2 \cdot k_R} - \frac{h_w}{2} = \frac{h_w}{2} \cdot \left(\frac{1}{k_R} - 1\right). \quad (23)$$

Dla całego uzwojenia (rys. 9) przyrost drogi jest, oczywiście, dwukrotnie większy:

$$\Delta h = 2 \cdot \Delta h' = h_w \left(\frac{1}{k_R} - 1\right). \quad (24)$$

Zgodnie ze wzorem (22) piszemy $\frac{1}{k_R} = \frac{1}{1 - \alpha}$;

w przypadku małej względem 1 wartości α można napisać:

$$\frac{1}{1 - \alpha} = 1 + (\alpha + \rho), \quad (25)$$

gdzie ρ stanowi niewielkie zwiększenie α. W naszym przypadku

$$\alpha = \frac{a_1 + a_2 + \delta}{\pi \cdot h_w} \cdot \left(2 - e^{-M/\frac{1}{\pi}(a_1+a_2+\delta)}\right). \quad (26)$$

Celem zwiększenia α o pewną drobną wartość ρ przyjęto w praktyce zastępowanie liczby π w całym wyrażeniu przez liczbę 3, co daje:

$$\alpha + \rho = \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3 \cdot h_w} \cdot \left(2 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right), \quad (27)$$

a w konsekwencji

$$\Delta h = h_w \cdot [1 + (\alpha + \rho) - 1] = h_w \cdot (\alpha + \rho) = \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} \cdot \left(2 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right). \quad (28)$$

Dla przypadku $M = 0$ otrzymamy

$$\Delta h_{M=0} = \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3}.$$

Różnica $\Delta h - \Delta h_{M=0}$ daje wyznaczany przez Knaacka przyrost długości linii magnetycznych zależny od wartości luki M:

$$\Delta h_s = \Delta h = \Delta h_{M=0} = \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} \cdot \left(2 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right) - \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} = \frac{a_1 + a_2 + \delta}{3} \cdot \left(1 - e^{-M/\frac{1}{3}(a_1+a_2+\delta)}\right). \quad (29)$$

Wyrażenie powyższe jest zgodne ze wzorem (16) podanym przez Knaacka, a więc empiryczny wzór Knaacka da się wyprowadzić ze wzoru Rogowskiego.

Przy przeprowadzeniu działań od (25) do (28) wprowadzono drugie uproszczenie, powodujące większe błędy niż uproszczenie pierwsze przy przejściu od wzoru (20) do wzoru (21). Błędy powyższe od obu uproszczeń mają wprawdzie przeciwny znak, lecz poważnie różnią się wartością.

Ograniczenie stosowalności wzoru Knaacka trzeba zatem opierać na drugim uproszczeniu:

dla $\frac{M}{h} = 0{,}1$ oraz $\frac{\pi \cdot h_w}{a_1 + a_2 + \delta} = 20$, czyli $k_R = 0{,}95$,

wzór z drugim uproszczeniem daje wynik Δh mniejszy tylko o $\sim 0{,}8\%$ od wyniku wzoru bez uproszczenia:

dla $\frac{M}{h} = 0{,}1$ oraz $\frac{\pi \cdot h_w}{a_1 + a_2 + \delta} = 10$, czyli $k_R = 0{,}9$,

różnica wynosi 2,3%;

dla $\frac{M}{h} = 0{,}1$ oraz $\frac{\pi \cdot h_w}{a_1 + a_2 + \delta} = 6{,}67$, czyli $k_R = 0{,}85$,

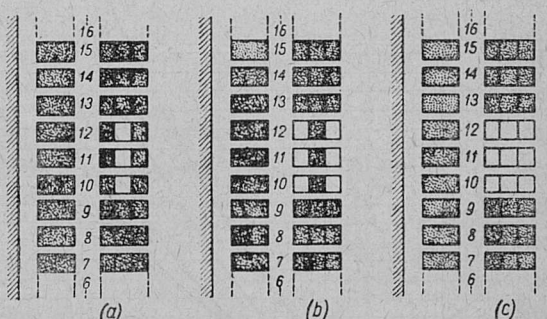
różnica wynosi 4,5%;

dla $\frac{M}{h} = 0{,}1$ oraz $\frac{\pi \cdot h_w}{a_1 + a_2 + \delta} = 4$, czyli $k_R = 0{,}75$,

różnica wynosi 9,7%.

Różnice procentowe są wzięte względem Δh. Dla długości całej drogi rozproszenia $h + \Delta h$ błąd wypada odpowiednio mniejszy.

Tak więc dla uzwojeń cylindrycznych wzór Knaacka można stosować przy wartościach współczynnika Rogowskiego



Rys. 12. Wykonanie trzech stopni rozrzedzenia (a, b, c) w uzwojeniu zewnętrznym specjalnego transformatora badawczego

bliskich 1. Jeżeli współczynnik Rogowskiego jest mniejszy niż $\sim 0{,}9$, należy liczyć się ze zwiększonym uchybem wyniku.

Lukę i kompensujące ją całkowicie rozrzedzenie uzwojenia przeciwnego można uważać za odpowiednik omówionego wyżej przypadku dwu luk naprzeciw siebie.

Powstaje jednak pytanie, jak zmieniać się będzie napięcie rozproszenia, gdy przy niezmiennym rozrzedzeniu zmieniać będziemy wartość luki zaczepowej.

Przypadek włączenia wszystkich zwojów (połączenie zaczepów 2 i 3 na rys. 11 daje lukę zaczepową 0) można potraktować jako asymetrię w uzwojeniu rozrzedzonym. Dodatkową

oporność bierna, powstająca skutkiem tej asymetrii, jest większa niż dodatkowa oporność bierna skutkiem luki skompensowanej rozrzedzeniem.

Tak więc w przypadku rozrzedzenia zarówno powiększenie, jak i zmniejszenie luki zaczepowej od pozycji pełnej kompensacji powoduje wzrost biernej oporności rozproszenia. Wspomniał o tym Stephens [9], lecz podane przez niego wykresy są nieścisłe, gdyż nie uwzględniają wzrostu oporności biernej uzwojeń, mających skompensowaną lukę w porównaniu z uzwojeniami całkowicie ciągłymi.

Celem znalezienia rozwiązania niniejszego zagadnienia wykonano na specjalnym transformatorze badawczym szereg pomiarów. Transformator miał po 21 cewek GN i DN, przy czym każda cewka uzwojenia zewnętrznego podzielona była na trzy części.

Podczas badania zasilano 21 cewek uzwojenia zewnętrznego, zwarto 21 cewek uzwojenia wewnętrznego i wykonano następujące 4 serie pomiarów oporności rozproszenia w funkcji stopnia asymetrii, wytwarzanej przez odłączanie cewek „zaczepowych" na środku uzwojenia zwartego:

1) bez rozrzedzenia uzwojenia zasilanego;

2) przy wyłączeniu 3 × 1/3 cewki zgodnie z rys. 12a czyli kompensacja dla $p = 0{,}0476$;

3) przy wyłączeniu 3 × 2/3 cewki zgodnie z rys. 12b czyli kompensacja dla $p = 0{,}0952$;

4) przy wyłączeniu 3 × 1 cewek zgodnie z rys. 12c czyli kompensacja dla $p = 0{,}143$.

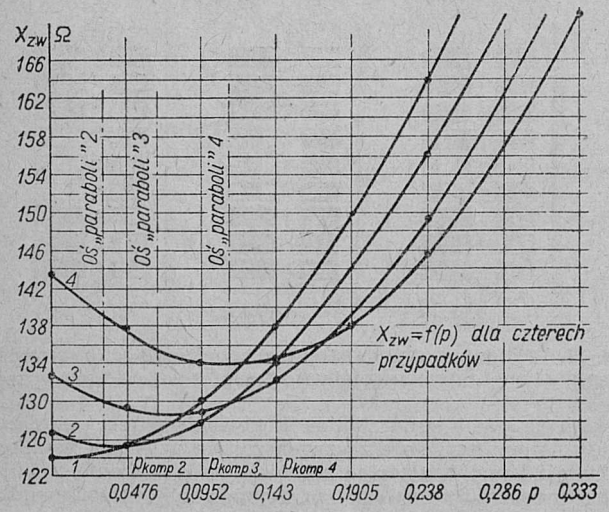
Wszystkie oporności przeliczono na tę samą liczbę zwojów.

Wyniki pomiarów podano w tabl. I i na rys. 13 w postaci wykresów.

Tablica I. Wyniki pomiarów oporności biernej rozproszenia X_{zw}

Lp.	Stopień asymetrii (p)	Oporność bierna rozproszenia X_{zw}			
		Brak skompensowania	Skompensowane dla $p = 0{,}0476$	Skompensowane dla $p = 0{,}0952$	Skompensowane dla $p = 0{,}143$
—	—	Ω	Ω	Ω	Ω
1	0,0	124	126,6	132,5	143,5
2	0,0476	125, 5	125,5	129,0	137,5
3	0,0952	130	127,8	128,8	134,5
4	0,143	138	134,0	132,0	134,0
5	0,1905	149,3	—	—	138,0
6	0,238	163,8	156,0	149,0	145,2
7	0,333	197,5	—	—	171,0

Wykresy te — ze względu na wyprowadzoną już poprzednio kwadratową zależność oporności dodatkowej od stopnia asymetrii p — mają przebieg zbliżony do parabolicznego, przy



Rys. 13. Wyniki pomiarów oporności rozproszenia przy odłączaniu poszczególnych cewek naprzeciw rozrzedzenia z rys. 12

czym pewne odkształcenie od przebiegu parabolicznego jest powodowane zmiennością współczynnika k_p również zależnego od p. Analizując rys. 13 można jednak zauważyć, że oś każdej z „parabol" przechodzi nie przez wartość p, odpowiadającą rozrzedzeniu kompensującemu p_{komp}, lecz przez wartość mniejszą. Wartość tę można ocenić średnio na $0{,}72\ p_{komp}$ (rys. 14). Drugą cechą charakterystyczną jest to, że wszystkie parabole (wraz z parabolą przy braku rozrzedzenia) są do siebie podobne i różnią się między sobą jedynie przesunięciem osi symetrii i punktu wierzchołkowego.

Te dwie cechy charakterystyczne pozwalają wysunąć następującą metodę postępowania przy obliczaniu napięcia rozproszenia na każdym zaczepie.

Poprzednio podanym sposobem obliczamy wartość h_s dla stanu pełnego skompensowania czyli dla $p = p_{komp}$; następnie obliczamy β dla rozpatrywanego układu uzwojeń i otrzymujemy:

$$\beta = k_p \cdot p^2 \cdot c, \tag{30}$$

gdzie c — obliczony ze wzoru (11) współczynnik liczbowy przy β.

Do powyższego wyrażenia podstawiamy zamiast p wartość $0{,}28\ p_{komp}$, oraz k_p z odpowiedniego wykresu dla odciętej $0{,}28\ p_{komp}$ (rys. 8f) i otrzymamy wartość β_o, którą najczęściej można pominąć.

Następnie wprowadzamy oznaczenie:

$$\frac{\delta'}{h_s} - \beta_o = \frac{\delta'}{h_{s'}}. \tag{31}$$

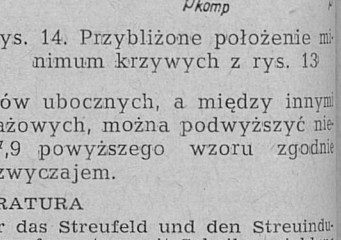
Ogólny wzór na oporność rozproszenia dowolnego zaczepu przybierze wtedy postać:

$$X_{zw} = 7{,}9 \cdot f \cdot z^2 \cdot l_{śr} \cdot 10^{-8} \cdot \left[\frac{\delta'}{h_{s'}} + k_p \cdot (p - 0{,}72\ p_{komp})^2 \cdot c\right] \quad (\Omega), \tag{32}$$

gdzie c — współczynnik liczbowy przy β wg wzoru (11).

k_p — współczynnik poprawkowy wzięty z wykresu na rys. 8f, odczytany dla stopnia asymetrii wynoszącego $p - 0{,}72 p_{komp}$. W przypadku dwóch skompensowanych luk zaczepowych, rozmieszczonych na uzwojeniach (jak na rys. 2), można przyjąć $k_p = 1{,}2 = \text{const}$.

Należy podkreślić, że ze względu na różne wartości k_p dla obu gałęzi „paraboli" nie jest ona całkowicie symetryczna względem swej osi; można to zaobserwować również na rys. 13.



Rys. 14. Przybliżone położenie minimum krzywych z rys. 13

Wyprowadzony wzór jest słuszny przy założeniu, że uzwojenia są jednakowej wysokości, a tak jest najczęściej. Celem pokrycia różnych wpływów ubocznych, a między innymi wpływu niedokładności montażowych, można podwyższyć nieco współczynnik liczbowy 7,9 powyższego wzoru zgodnie z przyjętym przez praktykę zwyczajem.

LITERATURA

[1] Rogowski W. Ueber das Streufeld und den Streuinduktionskoeffizienten eines Transformators mit Scheibenwicklung und geteilten Endspulen (Berlin, 1908).

[2] Jezierski E. Transformatory, część I (Warszawa, SEP, 1949).

[3] Bödefeld Th. Streuungsrechnung und Feldbild in der Elektrotechnik (ETZ, 1931, 763).

[4] Pietrow G. N. Allgemeine Methode der Berechnung der Streuung von Transformatoren (EuM, 1933).

[5] Pietrow G. N. Weitere Entwicklung der allgemeinen Methode zur Berechnung der Streuung von Transformatoren (EuM, 1934).

[6] Pietrow G. N. K tieorii rasczota induktiwnosti rassiejanja transformatorow (Elektriczestwo, 1948, 3).

[7] Kałantarow O. O., Cejtlin O. O. K woprosu o rasczotie induktiwnosti rassiejanja transformatorow (Elektriczestwo, 1950, 5).

[8] Heiles F. Zusätzliche Streuung in Transformatoren (ETZ, 1933, 861).

[9] Stephens H. O. Transformer Reactance and Losses with Nonuniform Windings (AIEE Trans., 1934, 346).

[10] Knaack W., Schwaab H. Zusätzliche Streuung bei Transformatoren (AfE, 1938, 470, 626).

[11] Knaack W. Beitrag zur Berechnung der Streuung bei symmetrischen Scheinbenwicklungen (ETZ, 1939, 47).

[12] Knaack W. Beitrag zur Streuungsberechnung bei unsymmetrieschen Scheibenwicklungen (AfE, 1939, 326).

[13] Roth E. Étude analytique du champ de fuites des transformateurs et des efforts mécaniques exercés sur les enroulements (Rev. Gen. de l'El., 1928, 773).

[14] Roth E. Inductance due aux fuites magnétiques dans les transformateurs à bobines cylindriques et efforts exercés sur les enroulements (Rev. Gen. de l'El, 1936/II, 259, 291, 323).

[15] Langley-Morris. The influence of various factors upon the leakage reactance of transformers (Journ. IEE, 1940, I, 485).

VIII

MGR INŻ. MACIEJ KOZŁOWSKI
Katedra Maszyn Elektrycznych
Politechniki Łódzkiej

Straty dodatkowe w uzwojeniach transformatorów

621.314:621.3.045:621.3.017

Treść. Poruszono kilka zagadnień dotyczących strat dodatkowych w uzwojeniach dużych transformatorów. Omówiono cechy tego zjawiska charakterystyczne dla transformatorów trójuzwojeniowych, a specjalną uwagę poświęcono stratom dodatkowym w uzwojeniach regulacyjnych. Analizę matematyczną oparto na metodzie kolejnych przybliżeń.

Добавочные потери в трансформаторных обмотках. Затронут ряд вопросов на эту тему по отношению к большим трансформаторам. Обсуждаются характерные черты этого явления в отношении трехобмоточных трансформаторов и особенное внимание обращено на добавочные потери в регулировочных обмотках. Математический анализ основан на методе постепенных приближений.

Supplementary losses in transformer windings. The author raises a number of problems affecting supplementary losses in the windings of large transformers. He deals with such characteristics of this phenomenon as are peculiar to three-winding transformers, and devotes particular attention to supplementary losses in regulating windings. The mathematical analysis of this subject is based on the method of successive approximations.

1. Wstęp.

Stratom dodatkowym w uzwojeniach maszyn prądu zmiennego poświęcono wiele prac teoretycznych. Prace te dotyczyły przede wszystkim strat dodatkowych w uzwojeniach maszyn wirujących. Opierając się na równaniach Maxwella i korzystając z rozkładu pola rozproszenia żłobkowego, ustalono wzory pozwalające obliczać współczynniki strat dodatkowych dla uzwojeń umieszczonych w żłobkach.

Pole rozproszenia transformatora jest bardziej złożone od pola rozproszenia żłobkowego i ustalenie współczynników strat dodatkowych dla uzwojeń transformatora przy konsekwentnym wyzyskaniu równań Maxwella napotyka znaczne trudności matematyczne. Dlatego przy projektowaniu transformatorów oblicza się straty dodatkowe w uzwojeniach na podstawie wzorów bądź empirycznych, bądź też uzyskanych dla uzwojeń w żłobkach. Wzory empiryczne można stosować w zasadzie tylko do tych wykonań uzwojeń transformatorów, których straty dodatkowe były badane przy ustalaniu wzorów. Zastosowanie ich do innych wykonań budzi wątpliwości co do poprawności uzyskanych wyników, wątpliwości tym większe, im bardziej różnią się proporcje i stosunki wymiarów uzwojenia konstruowanego od badanych przy ustalaniu wzorów.

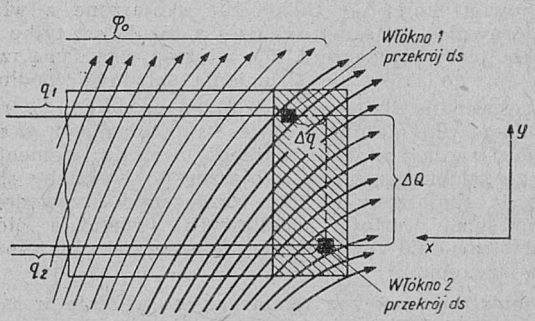
Zastosowanie wzoru na współczynnik strat dodatkowych dla uzwojenia umieszczonego w żłobkach do uzwojeń transformatora oparto na dającej się zaobserwować analogii w przestrzennym rozkładzie pól rozproszenia. Niektórzy autorzy zalecają stosowanie omawianych wzorów w ich pełnej postaci, zawierającej funkcje hiperboliczne i trygonometryczne [5], jednak znakomita większość autorów zajmujących się transformatorami i biur konstrukcyjnych stosuje wzory uproszczone, stanowiące pierwszy wyraz rozwinięcia na szereg wzorów pełnych. W ten sposób uzyskano powszechnie znany i stosowany wzór na współczynnik strat dodatkowych dla uzwojenia transformatora z drutu o przekroju prostokątnym:

$$\varkappa = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4 .$$

Praktyka kilkudziesięciu lat budowy transformatorów wykazała, że zmierzone straty dodatkowe są z reguły większe od strat obliczonych przy projektowaniu uzwojeń. Prawidłowo zaprojektowane transformatory dwuuzwojeniowe o mocy rzędu 10 MVA i napięciu nie przekraczającym 60 kV wykazują stosunkowo małe straty dodatkowe. Wobec możliwości dokładnego, w sensie technicznym, obliczenia strat podstawowych i dużej tolerancji dla strat obciążeniowych (np. PN/E-33 — 15%) — mimo istniejących różnic między obliczonymi stratami dodatkowymi a występującymi w rzeczywistości — utrzymanie strat obciążeniowych w podanych przez normy granicach nie przedstawiało większych trudności. Okoliczność ta stawiała zagadnienie strat dodatkowych poza zasadniczym nurtem dociekań naukowych, poświęcanych rozwiązaniu bardziej w owym czasie palących problemów.

W okresie powojennym obserwujemy burzliwy wzrost produkcji przemysłu budowy maszyn elektrycznych, wyrażający się, między innymi, w gwałtownym wzroście mocy i napięcia wytwarzanych w kraju transformatorów. Konsekwencją tego stało się przewartościowanie znaczenia problemów konstrukcyjnych i teoretycznych znanych z produkcji transformatorów mniejszej mocy. Niektóre z dawnych zagadnień peryferyjnych zostały przez praktykę budowy dużych transformatorów postawione w centrum zainteresowań użytkowników i konstruktorów.

Jednym z nich są straty dodatkowe w uzwojeniach transformatorów. Wysokonapięciowe transformatory dużej mocy, w szczególności trójuzwojeniowe o szerokim zakresie regulacji, mogą wykazywać podczas prób odbiorczych straty dodatkowe stanowiące kilkadziesiąt (40—60) procentów strat podstawowych. Są one znacznie większe od strat dodatkowych



Rys. 1

obliczanych znanymi metodami i często stanowią źródło tak dużych przekroczeń dopuszczalnych strat w miedzi, że powstają zastrzeżenia co do przydatności technicznej transformatora o ustalonych przy projektowaniu znamionach.

W opisanej sytuacji zagadnienie strat dodatkowych należy uznać za jeden z ważnych problemów, którego rozwiązanie jest nieodzowne dla umożliwienia dalszego wzrostu mocy produkowanych jednostek. Wykrycie przyczyn występowania tak dużych strat dodatkowych i opracowanie bardziej dokładnych metod ich obliczania wymaga dużego wkładu pracy teoretycznej, a przede wszystkim doświadczalnej. Niniejszy artykuł nie rozwiązuje postawionego problemu, omawia jedynie kilka kwestii dotyczących strat dodatkowych w dużych transformatorach. Pomyślany jest jako przyczynek do poruszonego zagadnienia.

2. Strona fizyczna zjawiska i metoda analizy.

Szczegółowe wyjaśnienie stosowanej tu metody „kolejnych przybliżeń" i dokładny opis zjawisk fizycznych, których skutkiem są straty dodatkowe, można znaleźć w pracy prof. Z. Gogolewskiego i prof. J. Manitiusa [2]. W tym miejscu ustalimy jedynie podstawowe zależności, wyzyskane w dalszym ciągu artykułu.

Uzwojenia transformatora są wykonane z przewodów o skończonych wymiarach. Skutkiem tego jest skojarzenie różnych „włókien elementarnych" przewodu z różnymi strumieniami, co przedstawia rys. 1. W dalszym ciągu będzie mowa tylko o przewodach profilowych, typowych dla uzwojeń transformatorów większej mocy.

Z włóknem *1* skojarzony jest strumień (wartość chwilowa)

$$\varphi_1 = \int_{q_1} \overline{B_t}\, \overline{dq}$$

a z włóknem *2*

$$\varphi_2 = \int_{q_2} \overline{B_t}\, \overline{dq}.$$

Pole magnetyczne jest bezźródłowe; strumień wektora pola $(\overline{B})$ przez powierzchnię zamkniętą jest równy zeru:

$$\oint \overline{B}\ \overline{ds} = 0.$$

Łączna powierzchnia kół q_1 i q_2, pierścienia Δq i walca ΔQ (rys. 1) jest w rozważanym przypadku powierzchnią zamkniętą; stąd

$$-\int_{q_2}\overline{B}_t\ \overline{dq} + \int_{q_1}\overline{B}_t\overline{dq} + \int_{\Delta q}\overline{B}_t\ \overline{dq} + \int_{\Delta Q}\overline{B}_t\ \overline{dQ} = 0.$$

Różnica strumieni skojarzonych z włóknem 2 i 1 wyniesie więc dla rozważanej chwili t

$$\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1 = \int_{\Delta q}\overline{B}_t\ \overline{dq} + \int_{\Delta Q}\overline{B}_t\ \overline{dQ}.$$

Oznaczając przez B_{xt} wartość chwilową składowej poprzecznej indukcji (w kierunku osi x) i przez B_{yt} wartość chwilową składowej podłużnej (w kierunku osi y) otrzymamy

$$\Delta\varphi = \int_{\Delta q} B_{yt}\ dq + \int_{\Delta Q} B_{xt}\ dQ = \Delta\varphi_y + \Delta\varphi_x. \tag{1}$$

Różnica strumieni skojarzonych z rozważanymi włóknami jest równa sumie strumienia składowej podłużnej przez powierzchnię Δq i strumienia składowej poprzecznej indukcji przez powierzchnię ΔQ. Strumienie skojarzone z włóknami elementarnymi o tej samej odciętej x różnią się tylko o strumień składowej poprzecznej. Dla włókien z tą samą rzędną y różnica sprowadza się do strumienia składowej podłużnej.

Konsekwencją skojarzenia włókien przewodu z różnymi strumieniami jest nierówna wartość indukowanych w nich sił elektromotorycznych. Dla każdego włókna elementarnego można ze strumienia z nim skojarzonego wydzielić strumień φ_o (rys. 1), skojarzony z całym rozważanym przewodem. Stanowi on sumę wartości chwilowych strumienia głównego i części strumienia rozproszenia, zależnej od położenia przewodu w uzwojeniu.

Siłę elektromotoryczną wznieconą we włóknie można uważać za sumę stałej dla wszystkich włókien przewodu siły el.-motorycznej e_o, wzbudzonej przez strumień φ_o, oraz siły elektromotorycznej e_{xy}, zależnej od położenia rozważanego włókna w przekroju przewodu. Oznaczając przez u wartość chwilową napięcia doprowadzonego do zwoju, przez l — jego średnią długość i przez ϱ — oporność właściwą materiału przewodu, można napisać równanie słuszne dla każdego włókna elementarnego:

$$u = e_o + e_{xy} - j_{xy}\cdot\varrho\cdot l,$$

gdzie j_{xy} oznacza gęstość prądu w rozważanym włóknie. Napięcie u i siła elektromotoryczna e_o są w danej chwili stałe dla wszystkich włókien przewodu. Gęstość j_{xy} — wobec zależności e_{xy} od położenia włókna — jest również funkcją współrzędnych x i y; skojarzenie włókien przewodu z różnymi strumieniami powoduje więc nierównomierny rozkład prądu w przewodzie.

Oznaczając przez $e_{śr}$ średnią z sił elektromotorycznych e_{xy} dla wszystkich włókien przewodu i przez $u_{rśr}$ średni spadek napięcia na oporności czynnej, możemy dla całego przewodu napisać równanie:

$$u = e_o + e_{śr} - u_{rśr}.$$

Otrzymujemy związek:

$$e_{xy} - e_{śr} = j_{xy}\cdot\varrho\cdot l - u_{rśr},$$

w którym przy założeniu l = const dla wszystkich włókien

$$u_{rśr} = \frac{\varrho\cdot l}{S}\cdot\int_S j_{xy}\,dS = \frac{i}{S}\cdot\varrho\cdot l = j_o\cdot\varrho\cdot l,$$

gdzie j_o jest gęstością równomierną, wynikającą z podzielenia przez przekrój prądu i płynącego przewodem. Stąd

$$e_{xy} - e_{śr} = (j_{xy} - j_o)\cdot\varrho\cdot l.$$

Wprowadźmy pojęcia dodatkowej siły elektromotorycznej i dodatkowej gęstości prądu, określone wzorami:

$$e_d = e_{xy} - e_{śr},$$
$$j_d = j_{xy} - j_o;$$

otrzymamy zależność

$$e_d = j_d\cdot\varrho\cdot l.$$

Nierównomierny rozkład gęstości prądu w przekroju przewodu może być przedstawiony jako wynik superpozycji gęstości równomiernej j_o i gęstości dodatkowej j_d, proporcjonalnej do dodatkowej siły elektromotorycznej. Z zależności

$$j_o = \frac{1}{S}\int_S j_{xy}\,dS$$

i wzoru definicyjnego dla j_d otrzymujemy

$$\int_S j_d\,dS = 0. \tag{2}$$

Ze związku między e_d i j_d wynika, że pochodna gęstości dodatkowej w dowolnym kierunku n, leżącym w płaszczyźnie przekroju przewodu, jest proporcjonalna do pochodnej w tym kierunku siły elektromotorycznej e_d:

$$\frac{\partial e_d}{\partial n} = \varrho\cdot l\cdot\frac{\partial j_d}{\partial n}.$$

Wyrażając j_d w A/mm², ϱ w Ωmm²/m, długość l w cm i biorąc pod uwagę określenie dodatkowej siły elektromotorycznej, otrzymamy:

$$\frac{\partial j_d}{\partial n} = \frac{10^2}{\varrho\cdot l}\cdot\frac{\partial e_{xy}}{\partial n}. \tag{3}$$

Wzory (2) i (3) będą wyzyskane przy ustalaniu wyrażeń na współczynniki strat wypadkowych i dodatkowych.

Współczynnikiem strat wypadkowych nazwiemy (i oznaczymy literą k) stosunek straty mocy w uzwojeniu przy prądzie zmiennym do straty mocy na ciepło Joule'a przy przepływie przez uzwojenie prądu stałego o natężeniu równym wartości skutecznej prądu zmiennego.

$$k = \frac{\Delta P}{\Delta P_o}. \tag{4}$$

Rozkład prądu stałego w przekroju przewodu byłby równomierny.

Straty mocy w uzwojeniu przy stałej gęstości prądu na zwiemy podstawowymi. Termin „straty dodatkowe" będzie określał różnicę strat przy prądzie zmiennym i strat podstawowych:

$$\Delta P_d = \Delta P - \Delta P_o. \tag{5}$$

Współczynnikiem strat dodatkowych nazwiemy i oznaczymy literą $\varkappa$ stosunek strat dodatkowych do podstawowych

$$\varkappa = \frac{\Delta P_d}{\Delta P_o}. \tag{6}$$

Z podanych określeń wynika związek:

$$k = 1 + \varkappa. \tag{7}$$

Wprowadzone współczynniki mogą dotyczyć zarówno całych uzwojeń, jak i ich elementów. Ilościowe ujęcie strat dodatkowych, wobec łatwego obliczenia strat podstawowych, sprowadza się do ustalenia współczynnika $\varkappa$. Ogólnie biorąc jest on inny dla każdego przewodu. Weźmy pod uwagę dowolny p-ty przewód rozważanego uzwojenia. Straty w przewodzie przy prądzie zmiennym wyniosą

$$\Delta P_p = \varrho\cdot l\cdot\int_S \mathcal{J}_w^2\,dS,$$

gdzie $\mathcal{J}_w$ — wartość skuteczna gęstości wypadkowej, a straty podstawowe

$$\Delta P_{op} = \mathcal{J}_o^2\cdot\varrho\cdot l\cdot S.$$

W ostatnim wzorze $\mathcal{J}_o$ oznacza wartość skuteczną równomiernej gęstości prądu. Współczynnik strat wypadkowych p-tego przewodu wyniesie więc

$$k_p = \frac{1}{S}\int_S\left(\frac{\mathcal{J}_w}{\mathcal{J}_o}\right)^2 dS.$$

Metoda kolejnych przybliżeń stosowana w niniejszej pracy, opierając się na stałej wartości przenikalności magnetycznej ośrodka, ujmuje rzeczywisty rozkład strumienia rozproszenia i gęstości prądu jako sumę rezultatów wzajemnych od

działywań strumienia i przepływu. Za stan wyjściowy przyjmujemy równomierny rozkład prądu w przekrojach przewodów (gęstość j_o). Warunkuje on pewien rozkład strumienia rozproszenia, który jest przyczyną powstania prądów dodatkowych w uzwojeniu. Nazwiemy je prądami dodatkowymi pierwszego stopnia. Są one przesunięte w fazie o ćwierć okresu względem wywołującego je strumienia. Prądy dodatkowe zmieniają rozmieszczenie amperozwojów w przestrzeni, co powoduje zmianę rozkładu strumienia rozproszenia, a w dalszej konsekwencji — prądów dodatkowych.

Stałość przenikalności magnetycznej pozwala uważać nowy przestrzenny rozkład strumienia za superpozycję strumienia wywołanego równomierną gęstością prądu i strumienia wzbudzonego prądami dodatkowymi pierwszego stopnia, a zmianę prądów dodatkowych — za wynik nakładania się prądów drugiego stopnia, wzniecanych strumieniem rozproszenia prądów stopnia pierwszego, na poprzedni rozkład prądów.

Opisana metoda przedstawia rzeczywistą gęstość prądu dodatkowego jako sumę nieskończenie wielu gęstości dodatkowych, z których każda jest przesunięta o ćwierć okresu względem poprzedniej. Wykazano [2], że dla normalnych konstrukcji uzwojeń transformatorów (nieprzekraczanie wymiarów przewodów, przeplatanie gałęzi równoległych) wystarczającą dla praktyki dokładność dają obliczenia, uwzględniające tylko prądy dodatkowe pierwszego stopnia, co przyjmiemy za podstawę dalszego opracowania. Przyjęte założenie jest równoznaczne z pominięciem indukcyjności wewnętrznej przewodu.

Ponieważ strumień rozproszenia pozostaje w fazie z wywołującym go przepływem (gęstością równomierną), a prąd dodatkowy pierwszego stopnia jest przesunięty o ćwierć okresu względem strumienia, przeto dla każdego włókna przewodu będzie słuszne równanie

$$\mathcal{J}_w^2 = \mathcal{J}_o^2 + \mathcal{J}_d^2,$$

w którym $\mathcal{J}_d$ oznacza wartość skuteczną gęstości prądu dodatkowego pierwszego stopnia w rozważanym włóknie. Wobec pominięcia prądów dodatkowych wyższych stopni prąd dodatkowy stopnia pierwszego w dalszym ciągu będzie nazywany krótko prądem dodatkowym.

Łącząc dwa ostatnie wyrażenia otrzymujemy wzór na współczynnik strat wypadkowych

$$k_p = 1 + \frac{1}{S}\int_S \left(\frac{\mathcal{J}_d}{\mathcal{J}_o}\right)^2 dS. \tag{8}$$

Współczynnik strat dodatkowych, zgodnie z (7):

$$\varkappa_p = \frac{1}{S}\int_S \left(\frac{\mathcal{J}_d}{\mathcal{J}_o}\right)^2 dS, \tag{9}$$

Jeśli oznaczymy przez τ liczbę przewodów rozważanego uzwojenia, to współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia określi wyrażenie

$$\varkappa = \frac{\sum_1^\tau \varkappa_p \cdot \Delta P_{op}}{\sum_1^\tau \Delta P_{op}}.$$

Z tego wzoru wynika, że przy $\Delta P_{op} = \text{const}$ współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia jest równy średniej arytmetycznej z wartości współczynników strat dodatkowych dla poszczególnych przewodów

$$\varkappa = \frac{1}{\tau}\sum_1^\tau \varkappa_p.$$

Jeśli uzwojenie zawiera m warstw przewodów w kierunku promieniowym i n przewodów w każdej warstwie, to $\tau = m \cdot n$ i ostatni wzór można przepisać w postaci:

$$\varkappa = \frac{1}{m \cdot n}\sum_1^{m \cdot n} \varkappa_p. \tag{10}$$

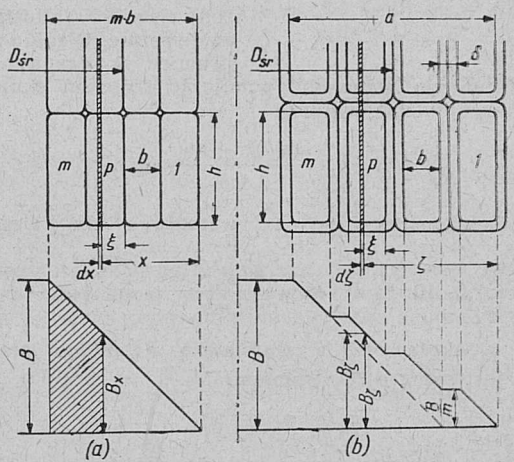
Dalsze rozważania oprzemy na wzorze (10), przyjmując podane wyżej założenia.

Z wyprowadzonych zależności wynika, że występowanie strat dodatkowych jest bezpośrednio związane z istnieniem dodatkowych prądów. Gęstość prądu dodatkowego jest proporcjonalna do dodatkowej siły elektromotorycznej, będącej wyrazem nierównych wartości sił elektromotorycznych we włóknach przewodu. Istnienie strumienia φ_o, skojarzonego z całym przewodem (rys. 1) i wzbudzającego we wszystkich jego włóknach tę samą siłę elektromotoryczną e_o, nie ma żadnego wpływu na występowanie strat dodatkowych w tym przewodzie i może być pomijane przy analizie interesującego nas zjawiska.

Dla uniknięcia zbędnego komplikowania wyrażeń matematycznych w szeregu przypadków wygodniej jest pomijać nie strumień φ_o, różny dla różnych przewodów, a tę część strumienia, która jest skojarzona z całym rozważanym uzwojeniem. Uwagi te wykorzystamy w dalszym ciągu pracy.

Ze względu na wspólne źródło indukcyjnych spadków napięcia i strat dodatkowych przyjmowanie podobnych założeń upraszczających przy analizie obu zagadnień jest najzupełniej logiczne. Do dalszych rozważań przyjmiemy stałą długość zwojów, równą długości średniej dla rozważanego uzwojenia, oraz znany trapezoidalny rozkład indukcji rozproszenia, uzyskany przy uwzględnieniu współczynnika Rogowskiego. Oba założenia stanowią uproszczenie rachunkowe.

Przyjęty obraz pola rozproszenia zakłada istnienie tylko strumienia podłużnego i stałą wartość indukcji w punktach powierzchni walcowej o osi pokrywającej się z osią kolumny. W rzeczywistości linie magnetyczne strumienia rozproszenia ulegają zakrzywieniu, a więc występuje również pole po-



Rys. 2

przeczne. Okoliczność ta, jak wynika z zależności (1), wpływa na wartość strat dodatkowych. Wzmianka o jednej z możliwych metod ilościowych ujęcia tego wpływu będzie podana w końcu artykułu.

3. Zagadnienie wpływu izolacji przewodów na straty dodatkowe.

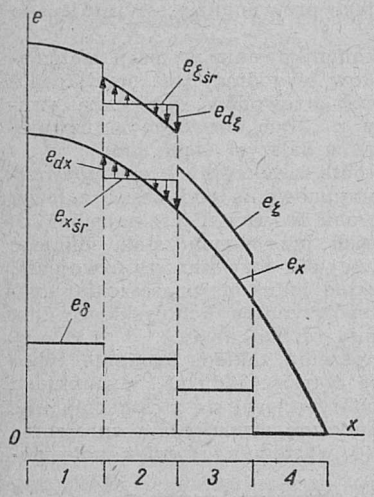
Skończone wymiary izolacji zwojowej i cewkowej, od których zależy rozmieszczenie amperozwojów w przestrzeni, wpływają na rozkład strumienia rozproszenia. W świetle tego stwierdzenia, biorąc pod uwagę rzeczywisty obraz pola rozproszenia, należy oczekiwać istnienia wpływu grubości izolacji na różnicę skojarzeń włókien przewodów ze strumieniem rozproszenia, a w konsekwencji — na straty dodatkowe w uzwojeniu.

Dalsze rozważania będą oparte nie na rzeczywistym, lecz na uproszczonym obrazie pola rozproszenia (rozdz. 2).

Rys. 2b przedstawia rozkład indukcji wzdłuż grubości uzwojenia. Stała wartość amperozwojów wzbudzających wzdłuż grubości izolacji powoduje schodkowy przebieg indukcji w uzwojeniu, co komplikuje matematyczną analizę strat dodatkowych. Dążąc do uproszczenia postaci wyrażeń pisanych podczas analizy rozważanego zjawiska założymy, że rozpatrywane uzwojenie ma nieskończenie cienką izolację zwojową ($\delta = 0$). Jeżeli zachować ponadto wartość maksymalną indukcji (B), to rozkład jej wzdłuż grubości pomyślanego uzwojenia można przedstawić jak na rys. 2a.

Wyróżniając dowolny p-ty przewód w uzwojeniu rzeczywistym i odpowiadający mu przewód uzwojenia fikcyjnego ($\delta = 0$) widzimy z rys. 2, że skończona grubość izolacji zmienia wartość strumienia φ_o, skojarzonego z całym przewodem, nie wpływa natomiast na przebieg indukcji wzdłuż szerokości przewodu.

To spostrzeżenie, łącznie z poprzednimi uwagami, pozwala twierdzić, że straty dodatkowe w uzwojeniu przy rozkładzie przestrzennym indukcji przyjętym do rozważań, obliczone w założeniu $\delta = 0$ (rys. 2a) oraz $\delta \neq 0$ (rys. 2b), wypadają sobie równe. Ostatni wniosek pozwala znacznie uproszczać analizę matematyczną, gdyż umożliwia ograniczenie rozważań do uzwojeń umyślonych z nieskończenie cienką izolacją.



Rys. 3

Należy podkreślić, że największa wartość indukcji B powinna być obliczana — zgodnie z przedstawionymi rozważaniami — według wzoru

$$B = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot J_z}{H} \cdot k_r,$$

w którym H — rzeczywista wysokość uzwojenia, k_r — współczynnik Rogowskiego, ustalony na podstawie rzeczywistych wymiarów rozważanego uzwojenia (z uwzględnieniem izolacji).

Wniosek, wyprowadzony wyżej z fizycznych wyobrażeń zjawiska, zilustrujemy analitycznie. Według rys. 2a strumień skojarzony z warstewką dx p-tego przewodu, pomijając strumień skojarzony z całym uzwojeniem, wyniesie

$$\varphi_x = B \cdot l_{śr} \cdot \frac{(mb)^2 - x^2}{2\,mb} \cdot \sin \omega t,$$

a siła elektromotoryczna w warstewce dx, wzniecona przez φ_x

$$e_x = \pi \cdot f \cdot 10^{-8} \cdot B \cdot l_{śr} \cdot \frac{(mb)^2 - x^2}{mb} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right).$$

Strumień φ_ξ, skojarzony z warstewką $d\zeta$ p-tego przewodu (rys. 2b), jest sumą dwu strumieni:

$$\varphi_\xi = \varphi_b + \varphi_\delta,$$

gdzie φ_δ — strumień przez izolację skojarzony z $d\zeta$,
φ_b — strumień biegnący miedzią przewodów, skojarzony z $d\zeta$,

Strumień φ_b obliczymy zsuwając schodkową krzywą indukcji (rys. 2b)

$$\varphi_b = B \cdot l_{śr} \cdot \frac{(mb)^2 - [\zeta - (p-1)\cdot\delta]^2}{2\,mb} \cdot \sin \omega t,$$

a stąd, wobec

$$\zeta - (p-1)\cdot\delta = (p-1)\cdot b + \xi = x,$$

otrzymujemy

$$\varphi_b = \varphi_x = B \cdot l_{śr} \cdot \frac{(mb)^2 - x^2}{2\,mb} \cdot \sin \omega t$$

zgodnie z oczekiwaniem. Ponieważ wzdłuż szerokości przewodu indukcja zmienia się o $\frac{B}{m}$, strumień φ_δ wyrazi się wzorem

$$\varphi_\delta = \frac{B}{m} \cdot \delta \cdot l_{śr} \cdot \sin \omega t \cdot \sum_{\nu=p}^{m-1} \nu =$$

$$= B \cdot l_{śr} \cdot \delta \, \frac{(m-1)\cdot m - (p-1)\cdot p}{2\,m} \cdot \sin \omega t.$$

Stąd

$$\varphi_\xi = B \cdot l_{śr} \cdot \left[\frac{(mb)^2 - x^2}{2\,mb} + \delta \, \frac{(m-1)\,m - (p-1)\,p}{2\,m}\right] \cdot \sin \omega t,$$

gdzie współrzędna x rozumiana jest jak na rys. 2a.

Siła elektromotoryczna w warstewce $d\zeta$

$$e_\xi = \pi \cdot f \cdot 10^{-8} \cdot B \cdot l_{śr} \left[\frac{(mb)^2 - x^2}{mb} + \delta \, \frac{(m-1)\,m - (p-1)\,p}{m}\right] \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) = e_x + e_\delta.$$

Siła elektromotoryczna e_δ jest stała dla wszystkich włókie przewodu. Zmienia się przy przejściu od jednego przewo do drugiego skokami, wzrastającymi w miarę zbliżania s ku szczelinie między uzwojeniami. Objaśnia się to narast niem strumienia przez jeden odstęp izolacyjny przy zbliżan się do szczeliny.

Siła elektromotoryczna w warstewce przewodu jest sum siły elektromotorycznej e_x uzwojenia idealnego o nieskoczenie cienkiej izolacji i stałej dla wszystkich warstew siły elektromotorycznej e_δ. Stąd siła elektromotoryczna dodakowa, powodująca przepływ prądów dodatkowych, będzie

$$e_{d\xi} = (e_x + e_\delta) - (e_{xśr} + e_\delta) = e_{dx},$$

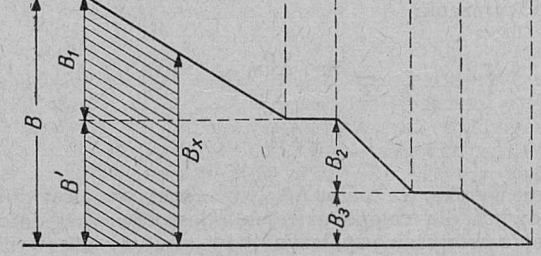
co potwierdza poprzedni wniosek dotyczący wpływu izolac na straty dodatkowe. Opierając się na tym wniosku, nie bedziemy uwzględniać izolacji przewodu w dalszych rozważniach. Rys. 3 ilustruje przebieg sił elektromotorycznych w funkcji miejsca.

4. Straty dodatkowe w uzwojeniach regulacyjnych.

Konstrukcja uzwojeń transformatorów zawsze przewidu możliwość zmiany przekładni celem dopasowania jej do kadorazowych wymagań układu elektroenergetycznego. Niżej poddamy analizie straty dodatkowe w dwu często spotykanych rodzajach uzwojeń regulacyjnych.

A. Straty dodatkowe w uzwojeniu regulacyjnym, zawierającym uzwojenia: podstawowe, regulacji z grubi i regulacji drobnej.

Rys. 4 przedstawia w ogólny sposób układ uzwoje i przestrzenny rozkład indukcji rozproszenia przy pra uzwojenia na zaczepie „+" (wszystkie zwoje włączone). Kade z uzwojeń składowych należy uważać za cieplnie sam



Rys. 4

dzielne. Określenie przyrostu temperatury ponad temperaturę oleju wymaga znajomości strat w miedzi każdego z uzwojeń. Możliwość ich ustalenia — wobec łatwo dających się obliczyć strat podstawowych — jest uwarunkowana umiejętnością określenia współczynników strat dodatkowych dla poszczególnych uzwojeń, co będzie celem dalszych rozważań.

Weźmy pod uwagę uzwojenie podstawowe. Strumień, skojarzony z warstewką dx p-tego przewodu wyraża się wzorem

$$\varphi_x = \frac{B + B_x}{2} \cdot l_{śr_1} \cdot (m_1 b_1 - x) \cdot \sin \omega t.$$

Zgodnie z rys. 4 mamy:

$$\frac{B + B_x}{2} = B' + B_1 \cdot \frac{m_1 b_1 + x}{2\,m_1 b_1},$$

stąd zaś

$$\varphi_x = \varphi_{x_1} + \varphi'_x,$$

gdzie

$$\varphi_{x_1} = B_1 \cdot \frac{(m_1 b_1)^2 - x^2}{2 m_1 b_1} \cdot l_{śr_1} \cdot \sin \omega t$$

$$\varphi'_x = B' \cdot l_{śr_1} \cdot (m_1 b_1 - x) \cdot \sin \omega t.$$

Strumień φ_x, skojarzony z warstewką dx rozważanego uzwojenia, jest sumą dwu strumieni: φ_{x1} wytworzonego przez amperozwoje własne uzwojenia, i φ'_x, którego źródłem są amperozwoje obce. Spostrzeżenie to wykorzystamy przy omawianiu końcowego rezultatu.

Siła elektromotoryczna indukowana w warstewce dx przez strumień φ_x:

$$e_x = -\frac{\partial \varphi_x}{\partial dt} \cdot 10^{-8} = \pi \cdot f \cdot B_1 \cdot l_{śr_1} \cdot 10^{-8} \cdot \left[\frac{(m_1 b_1)^2 - x^2}{m_1 b_1} + 2 \cdot \frac{B'}{B_1} \cdot (m_1 b_1 - x)\right] \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right).$$

Stosując ogólny wzór (3) w postaci

$$\frac{\partial j_d}{\partial x} = \frac{10^2}{\rho \cdot l_{śr_1}} \cdot \frac{\partial e_x}{\partial x},$$

uzyskujemy

$$\frac{\partial j_d}{\partial x} = -\pi \cdot \frac{f}{\rho} \cdot B_1 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{2x}{m_1 b_1} + 2\frac{B'}{B_1}\right) \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right).$$

Indukcja B_1 jest proporcjonalna do amperozwojów uzwojenia podstawowego

$$B_1 = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot Iz_1}{H} \cdot k_r,$$

gdzie k_r — współczynnik Rogowskiego dla rozważanego układu uzwojeń, obliczony [1] na podstawie ich rzeczywistych wymiarów;

H — zastępcza wysokość układu uzwojeń dla napięcia rozproszenia; przy jednakowej wysokości uzwojeń — równa ich wysokości rzeczywistej.

Zakładając przeplecenie zupełne [1]) ewentualnie istniejących gałęzi równoległych i oznaczając przez I_{g1} prąd w gałęzi, a przez g_1 ich liczbę, otrzymamy:

$$I = I_{g1} \cdot g_1; \quad z_1 = \frac{m_1 \cdot n_1}{g_1}$$

gdzie m_1 — liczba warstw przewodów uzwojenia podstawowego w kierunku promieniowym (rys. 4),

n_1 — liczba przewodów w warstwie.

Stąd

$$Iz_1 = I_{g_1} \cdot m_1 \cdot n_1.$$

Wprowadzając wartość skuteczną gęstości równomiernej (w A/mm²) uzyskujemy

$$I_{g_1} = \jmath_o \cdot h_1 \cdot b_1 \cdot 10^2,$$

gdzie h_1 i b_1 — wymiary przewodu (w cm), podane na rys. 4. Mamy więc

$$B_1 = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot \jmath_o \cdot b_1 \cdot h_1 \cdot m_1 \cdot n_1 \cdot 10^2}{H} k_r.$$

Oznaczając

$$A_o = 4\pi^2 \cdot \frac{n_1 h_1}{H} \cdot k_r \cdot \frac{f}{\rho \cdot 10^5},$$

otrzymujemy:

$$j_d = -\sqrt{2} \cdot \jmath_o \cdot A_o \cdot \left(x^2 + 2\frac{B'}{B_1} \cdot m_1 b_1 \cdot x\right) \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) + C.$$

Stałą całkowania określimy stosując wzór ogólny (2) w postaci

$$\int_{(p-1)b_1}^{p\,b_1} j_d \, dx = 0.$$

[1]) Jest to takie przeplecenie gałęzi równoległych, przy którym ich oporności pozorne są sobie równe; przez każdą gałąź płynie wówczas jednakowy prąd.

Wykonując wskazane działanie otrzymujemy

$$C = \sqrt{2}\jmath_o \cdot A_o \cdot b_1^2 \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot \left[p^2 + p\left(2m_1 \cdot \frac{B'}{B_1} - 1\right) + \left(\frac{1}{3} - m_1 \cdot \frac{B'}{B_1}\right)\right].$$

a po wprowadzeniu oznaczenia

$$\sigma = m_1 \cdot \frac{B'}{B_1}$$

otrzymujemy:

$$j_d = -\sqrt{2}\jmath_o \cdot A_o \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right)\left\{x^2 + 2\sigma b_1 \cdot x + b_1^2\left[-p^2 + p(1 - 2\sigma) + \left(\sigma - \frac{1}{3}\right)\right]\right\}.$$

Wartość skuteczną gęstości dodatkowej wyrazi wzór

$$\jmath_d = \jmath_o \cdot A_o \cdot \left\{x^2 + 2\sigma b_1 \cdot x + b_1^2\left[-p^2 + p(1 - 2\sigma) + \left(\sigma - \frac{1}{3}\right)\right]\right\}.$$

Współczynnik strat dodatkowych dla p-tego przewodu obliczymy, zgodnie ze wzorem (9), z zależności:

$$\varkappa_p = \frac{1}{b_1} \int_{(p-1)b_1}^{p\,b_1} \left(\frac{\jmath_d}{\jmath_o}\right)^2 dx.$$

Po wykonaniu wskazanych działań otrzymamy

$$\varkappa_p = \frac{1}{3} A_o^2 \cdot b_1^4 \left[p^2 + p(2\sigma - 1) + \left(\sigma^2 - \sigma + \frac{4}{15}\right)\right].$$

Przewody należące do jednej warstwy znajdują się w jednakowych warunkach, współczynnik strat dodatkowych dla uzwojenia podstawowego wyniesie więc zgodnie z (10):

$$\varkappa_1 = \frac{1}{m_1}\sum_1^{m_1} \varkappa_p = \frac{1}{3} A_o^2 b_1^4 \left[\frac{1}{m_1}\sum_1^{m_1} p^2 + (2\sigma - 1)\frac{1}{m_1}\sum_1^{m_1} p + \left(\sigma^2 - \sigma + \frac{4}{15}\right)\right].$$

Wykonując sumowanie otrzymamy po przekształceniach

$$\varkappa_1 = A_o^2 \cdot b_1^4 \left[\frac{m_1^2 - 0{,}2}{9} + \frac{\sigma(m_1 + \sigma)}{3}\right].$$

Oznaczając

$$\xi_1 = b_1 \cdot \sqrt{A_o} = \alpha_1 \cdot b_1$$

i wprowadzając wyrażenie na σ

$$\frac{\sigma(m_1 + \sigma)}{3} = \frac{m_1^2}{3} \cdot \frac{B \cdot B'}{B_1^2},$$

uzyskamy współczynnik strat dodatkowych na zaczepie „+" dla uzwojenia podstawowego

$$(11) \quad \begin{cases} \varkappa_1 = \left(\dfrac{m_1^2 - 0{,}2}{9} + \dfrac{m_1^2}{3} \cdot \dfrac{BB'}{B_1^2}\right) \cdot \xi_1^4 \\ \xi_1 = \alpha_1 \cdot b_1 = 2\pi \cdot b_1 \sqrt{\dfrac{n_1 h_1}{H} \cdot k_r \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}, \end{cases}$$

gdzie ξ_1 jest znaną „zredukowaną szerokością przewodu".

Składnik pierwszy $\varkappa_1$ — to znany współczynnik strat dodatkowych w uzwojeniu, wywołanych jego własnym polem rozproszenia. Wcześniej wyróżniony strumień φ_{x1}, skojarzony z dx, jest strumieniem tego pola. Wraz z własnym polem występuje pole rozproszenia wytworzone przez amperozwoje obce, które kojarzy się również z włóknami przewodów rozważanego uzwojenia (strumień φ'_x).

Drugi składnik $\varkappa_1$ ujmuje udział pola obcego w wytworzeniu strat dodatkowych w uzwojeniu podstawowym. Ze względu na sposób wyprowadzenia postać tego składnika może być uważana za ogólną.

Na podstawie równ. (11) można napisać wzór na współczynnik strat dodatkowych na zaczepie „+" dla uzwojenia regulacji z gruba. Wystąpią tu (rys. 4): B_2 — indukcja od amperozwojów własnych, B_3 — indukcja od amperozwojów obcych, $B' = B_2 + B_3$ — indukcja wypadkowa. Stąd:

$$(11a)\quad \begin{cases} \varkappa_2 = \left(\dfrac{m_2^2 - 0{,}2}{9} + \dfrac{m_2^2}{3} \cdot \dfrac{B' \cdot B_3}{B_2^2}\right) \cdot \xi_2^4, \\ \xi_2 = \alpha_2 \cdot b_2 = 2\pi b_2 \cdot \sqrt{\dfrac{n_2 h_2}{H} \cdot k_r \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}. \end{cases}$$

Współczynnik strat dodatkowych na zaczepie „—" dla uzwojenia regulacji drobnej

$$(11b)\quad \begin{cases} \varkappa_3 = \dfrac{m_3^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_3^4, \\ \xi_3 = \alpha_3 \cdot b_3 = 2\pi b_3 \sqrt{\dfrac{n_3 h_3}{H} \cdot k_r \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}. \end{cases}$$

Przy pracy uzwojenia regulacyjnego na zaczepie „O" nieczynne jest uzwojenie regulacji drobnej. Współczynniki strat dodatkowych wyniosą

$$(12)\quad \begin{cases} \varkappa_1' = \left(\dfrac{m_1^2 - 0{,}2}{9} + \dfrac{m_1^2}{3} \cdot \dfrac{B^\star \cdot B_2^\star}{B_1^{\star 2}}\right) \cdot \xi_1'^4, \\ \xi_1' = \alpha'_1 \cdot b_1 = 2\pi b_1 \sqrt{\dfrac{n_1 h_1}{H} \cdot k'_r \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}. \end{cases}$$

$$12a)\quad \begin{cases} \varkappa_2' = \dfrac{m_2^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_2'^4, \\ \xi_2' = \alpha_2' \cdot b_2 = 2\pi b_2 \sqrt{\dfrac{n_2 h_2}{H} \cdot k_r' \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}, \end{cases}$$

$$(12b)\quad \varkappa_3' = 0,$$

gdzie k_r' — współczynnik Rogowskiego dla układu uzwojeń przy pracy na zaczepie „O",

$B^\star_1$ — indukcja od amperozwojów własnych uzwojenia podstawowego (dla regulacji napięcia przy stałej mocy $B^\star_1 > B_1$),

$B^\star_2$ — indukcja wywołana amperozwojami uzwojenia regulacji z gruba ($B^\star_2 > B_2$),

$B^\star = B^\star_1 + B^\star_2$ — indukcja wypadkowa.

Przy pracy na zaczepie „—" czynne jest tylko uzwojenie podstawowe. Otrzymujemy tu

$$(13)\quad \begin{cases} \varkappa_1'' = \dfrac{m_1^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_1''^4, \\ \xi_1'' = \alpha_1'' \cdot b_1 = 2\pi b_1 \sqrt{\dfrac{n_1 h_1}{H} \cdot k_r'' \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}, \end{cases}$$

$$(13a)\quad \varkappa_2'' = \varkappa_3'' = 0,$$

gdzie k_r'' — współczynnik Rogowskiego dla układu uzwojeń przy pracy na zaczepie „—".

Załóżmy, że napięcie rozważanego uzwojenia regulowane jest w granicach $U = (1 \pm \varepsilon) U_n$, a każdemu z uzwojeń regulacyjnych odpowiada napięcie εU_n [1]). Wobec szeregowego połączenia uzwojeń składowych indukcje występujące w podanych wzorach są proporcjonalne do odpowiednich liczb zwojów. Wykorzystując ponadto proporcjonalność liczby zwojów i napięcia otrzymujemy:

a) dla zaczepu „+"

$$(14)\quad \varkappa_1 = \left[\frac{m_1^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m_1^2}{3} \cdot \frac{2\varepsilon(1+\varepsilon)}{(1-\varepsilon)^2}\right] \cdot \xi_1^4,$$

$$(14a)\quad \varkappa_2 = \left(\frac{m_2^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m_2^2}{3} \cdot 2\right) \cdot \xi_2^4,$$

$\varkappa_3$ — wzór jak (11b);

b) dla zaczepu „O"

$$(15)\quad \varkappa'_1 = \left[\frac{m_1^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m_1^2}{3} \cdot \frac{\varepsilon}{(1-\varepsilon)^2}\right] \cdot \xi_1'^4$$

$\varkappa'_2$ — wzór jak (12a),

$\varkappa'_3$ — wzór jak (12b);

c) dla zaczepu „—" wzory jak (13) i (13a).

Jak widać bezkrytyczne stosowanie wzorów typu (13) do każdego z uzwojeń prowadzi do fałszywych rezultatów.

Załóżmy dalej, że każde z uzwojeń składowych jest wykonane tym samym przewodem i zawiera jednakową ich liczbę w warstwie (n = const). Wówczas zredukowana szerokość przewodu jest taka sama dla każdego z uzwojeń ($\xi_1 = \xi_2 = \xi_3 = \xi$). Na podstawie poprzednich wzorów otrzymujemy wypadkowy współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia regulacyjnego:

$$\varkappa = \frac{\varkappa_1 \Delta P_{o1} + \varkappa_2 \Delta P_{o2} + \varkappa_3 \Delta P_{o3}}{\Delta P_o},$$

gdzie ΔP_o — straty podstawowe w całym uzwojeniu,

ΔP_{o1} — straty podstawowe w uzwojeniu podstawowym itd.

Obowiązują ponadto zależności:

$$\Delta P_{o1} = \Delta P_o \cdot \frac{m_1}{m}; \quad \Delta P_{o2} = \Delta P_o \cdot \frac{m_2}{m};$$

$$\Delta P_{o3} = \Delta P_o \cdot \frac{m_3}{m},$$

gdzie $m = m_1 + m_2 + m_3$ — liczba warstw przewodów całego uzwojenia.

Przy uczynionych założeniach indukcje występujące we wzorach (11) i (11a) są proporcjonalne do odpowiednich liczb warstw, otrzymujemy więc

$$\varkappa = \left\{\left[\frac{m_1^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m_1^2}{3} \cdot \frac{m(m_2 + m_3)}{m_1^2}\right] \cdot \frac{m_1}{m} + \left[\frac{m_2^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m_2^2}{3} \cdot \frac{(m_2 + m_3) m_3}{m_2^2}\right] \cdot \frac{m_2}{m} + \frac{m_3^2 - 0{,}2}{9} \cdot \frac{m_3}{m}\right\} \cdot \xi^4$$

$$(16)\quad \varkappa = \left[\frac{(m_1 + m_2 + m_3)^3}{9m} - \frac{0{,}2}{9}\right] \cdot \xi^4 = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4$$

Współczynnik Rogowskiego, występujący w wyrażeniu na ξ, powinien być obliczony dla rzeczywistego układu uzwojeń. Jeśli więc wszystkie uzwojenia składowe są wykonane z jednakowego przewodu i zawierają jednakową liczbę przewodów w warstwie ($\xi_1 = \xi_2 = \xi_3 = \xi$), to współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia regulacyjnego można obliczać według znanego wzoru (16) bez uwzględniania rozsunięcia uzwojeń, które odgrywa rolę podobną jak izolacja przewodów. Ostatnia uwaga pozwala przewidzieć wzór (16).

Utrzymując poczynione założenia zajmiemy się analizą wpływu zakresu regulacji ε na współczynniki strat dodatkowych i straty dodatkowe w uzwojeniach składowych przy stałej liczbie zwojów całego uzwojenia regulacyjnego oraz stałych wymiarach przewodów. Ponieważ

$$m_2 = m_3 \sim \varepsilon U_n,$$

$$m_1 \sim (1 - \varepsilon) U_n,$$

$$m = m_1 + 2m_2 \sim (1 + \varepsilon) U_n,$$

otrzymujemy dla zaczepu „+":

$$(17)\quad \varkappa_1 = \left[\frac{m^2 \left(\frac{m_1}{m}\right)^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m^2}{3} \cdot \frac{2m_2}{m}\right] \cdot \xi^4 = \frac{\left[\left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2 + 6\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right] \cdot m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4,$$

[1]) Można spotkać uzwojenie regulacyjne, w którym liczba zwojów uzwojenia regulacji z gruba jest większa od liczby zwojów uzwojenia regulacji drobnej o jeden stopień tego ostatniego; dla takiego uzwojenia podane niżej rozważania są przybliżone.

$$(17a)\quad \varkappa_2 = \left[\frac{m^2\left(\frac{m_2}{m}\right)^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m^2}{3}\cdot 2\left(\frac{m_2}{m}\right)^2\right]\cdot \xi^4 = \frac{7\left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2\cdot m^2 - 0{,}2}{9}\cdot \xi^4,$$

$$(17b)\quad \varkappa_3 = \frac{m^2\left(\frac{m_3}{m}\right)^2 - 0{,}2}{9}\cdot \xi^4 = \frac{\left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2\cdot m^2 - 0{,}2}{9}\cdot \xi^4.$$

Pomijając 0,2 we wzorach (16), (17), (17a) i (17b) wyrazimy współczynniki strat dodatkowych przy pracy uzwojenia na zaczepie „+" jako wielokrotności niezależnego od ε wypadkowego współczynnika strat dodatkowych:

$$(18)\quad \varkappa_1 \approx \left[\left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2 + 6\,\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right]\cdot \varkappa,$$

$$(18a)\quad \varkappa_2 \approx 7\left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2\cdot \varkappa,$$

$$(18b)\quad \varkappa_3 \approx \left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2\cdot \varkappa.$$

Straty dodatkowe w uzwojeniach składowych:

$$(19)\quad \Delta P_{d_1} = \varkappa_1\cdot \Delta P_o\cdot \frac{m_1}{m} = \left[\left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2 + 6\,\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right]\cdot\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\cdot \varkappa\cdot \Delta P_o = \left[\left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^3 + 6\,\frac{\varepsilon(1-\varepsilon)}{(1+\varepsilon)^2}\right]\cdot \Delta P_d,$$

$$(19a)\quad \Delta P_{d_2} = 7\left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^3\cdot \Delta P_d,$$

$$(19b)\quad \Delta P_{d_3} = \left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^3\cdot \Delta P_d,$$

Współczynniki i straty dodatkowe przy pracy uzwojenia na pozostałych zaczepach zostaną wyrażone również jako wielokrotności współczynnika wypadkowego $\varkappa$ i strat dodatkowych ΔP_d w całym uzwojeniu na zaczepie „+". Dla zaczepu „O", przyjmując $k'_r \approx k_r$, otrzymamy:

$$\varkappa_1' = \frac{\left[\left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2 + 3\,\frac{\varepsilon}{(1+\varepsilon)^2}\right]m^2 - 0{,}2}{9}\,\xi^4\left(\frac{k_r'}{k_r}\right)^2$$

$$(20)\quad \varkappa_1' \approx \left[1 - \frac{\varepsilon}{(1+\varepsilon)^2}\right]\varkappa,$$

$$(20a)\quad \varkappa_2' = \frac{\left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2 m^2 - 0{,}2}{9}\cdot \xi^4\left(\frac{k_r'}{k_r}\right)^2 \approx \left(\frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2\varkappa.$$

Ustalając wzory na straty dodatkowe należy uwzględnić, że straty podstawowe na zaczepie „O" (regulacja przy stałej mocy) wyniosą:

$$\Delta P_o' = \Delta P_o\,(1+\varepsilon).$$

Wówczas

$$\Delta P_{d_1}' = \varkappa_1'\cdot \Delta P_o'\cdot \frac{m_1}{m_1+m_2} = \left[1 - \frac{\varepsilon}{(1+\varepsilon)^2}\right]\varkappa\cdot \Delta P_o\cdot(1+\varepsilon)(1-\varepsilon),$$

$$(21)\quad \Delta P'_{d_1} = \frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\,[(1+\varepsilon)^2 - \varepsilon]\cdot \Delta P_d,$$

$$(21a)\quad \Delta P'_{d_2} = \frac{\varepsilon^3}{1+\varepsilon}\cdot \Delta P_d,$$

a straty dodatkowe sumaryczne

$$(21b)\quad \Delta P_d' = \Delta P'_{d_1} + \Delta P'_{d_2} = \frac{\Delta P_d}{1+\varepsilon}.$$

Dla pracy na zaczepie „—", przyjmując $k''_r \approx k_r$, uzyskamy

$$(22)\quad \varkappa_1'' = \frac{m^2\left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2 - 0{,}2}{9}\cdot \xi^4\left(\frac{k''_r}{k_r}\right)^2 \approx \left(\frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\right)^2\varkappa.$$

Dla regulacji przy stałej mocy straty podstawowe wyniosą

$$\Delta P_o'' = \Delta P_o\cdot\frac{1+\varepsilon}{1-\varepsilon},$$

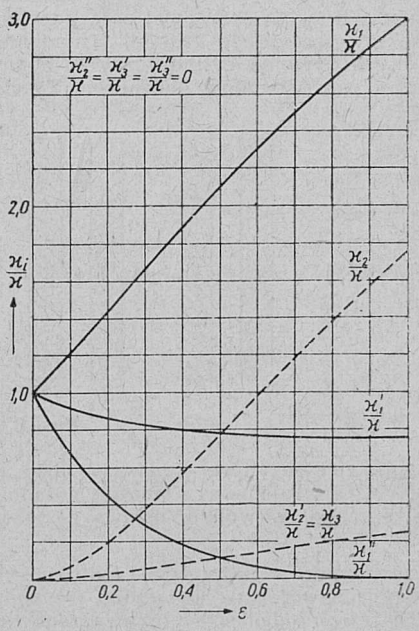
a straty dodatkowe w uzwojeniu podstawowym, które są jednocześnie sumarycznymi stratami dodatkowymi dla zaczepu „—":

$$(23)\quad \Delta P''_{d_1} = \Delta P''_d = \frac{1-\varepsilon}{1+\varepsilon}\,\Delta P_d.$$

Zmiany współczynników strat dodatkowych w funkcji ε według wzorów (18), (18a), (18b), (20), (20a), (22) przedstawia rys. 5. Na podstawie zależności (19), (19a), (19b), (21), (21a), (21b), (23) wykreślono krzywe strat dodatkowych (rys. 6). Krzywe ilustrują wpływ zakresu regulacji i położenia przełącznika zaczepów na interesujące nas wielkości oraz pozwalają wyciągnąć szereg ciekawych wniosków, na przykład:

1) współczynnik strat dodatkowych dla uzwojenia, wzdłuż którego szerokości istnieje stała maksymalna wartość indukcji, jest 3 razy większy od współczynnika dla uzwojenia, w którym wzdłuż szerokości indukcja maksymalna maleje liniowo do zera (rys. 7);

2) jeżeli $\varkappa$ oznacza współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia (przy liniowym spadku indukcji), to współczynnik dla połowy uzwojenia bliższej szczelinie (rys. 7, część zakreskowana) wynosi 1,75 $\varkappa$, a dla połowy dalszej 0,25 $\varkappa$;



Rys. 5

straty dodatkowe wyniosą odpowiednio 87,5% i 12,5% całkowitych strat dodatkowych; w połówce uzwojenia od strony szczeliny występują straty dodatkowe 7 razy większe niż w pozostałej części.

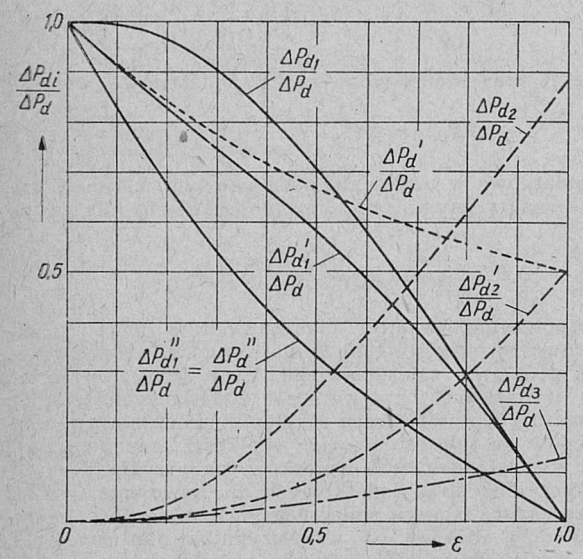
Podobnych wniosków można wysnuć znacznie więcej; wniosek 1) wykorzystamy w dalszym ciągu pracy.

B. Straty dodatkowe w uzwojeniu regulacyjnym ze zwojami wyłączanymi ze środka uzwojenia

Wyłączenie zwojów ze środka uzwojenia wywołuje osiową asymetrię amperozwojów, powodującą powstanie dodatkowego pola poprzecznego. Wypadkowe pole rozproszenia, zgodnie z metodą Knaacka [1], będzie uważane za wynik superpozycji pola wytworzonego przez symetryczne uzwojenia cylindryczne i pola, wywołanego przez umyślone uzwojenie krążkowe (rys. 8 i 9).

Przyjmiemy, jak i poprzednio, że symetryczne uzwojenia cylindryczne wytwarzają tylko podłużne pole rozproszenia o trapezowym rozkładzie indukcji, której maksymalną wartość oblicza się według wzoru

$$B = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2}\, Iz}{H} \cdot k_r,$$



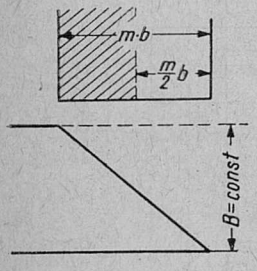
Rys. 6

gdzie H — rzeczywista wysokość uzwojenia,

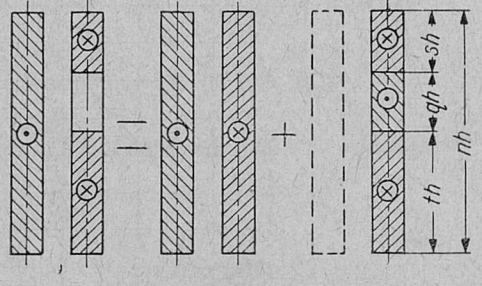
k_r — współczynnik Rogowskiego dla współpracujących uzwojeń cylindrycznych,

Iz — skuteczna wartość amperozwojów rozważanego uzwojenia.

Nie uwzględniamy więc tu składowej pola poprzecznego, spowodowanej zakrzywianiem się linii sił strumienia rozproszenia symetrycznych uzwojeń cylindrycznych. Pominiemy również pole poprzeczne wywołane obecnością kanałów międzycewkowych, zsuwając myślowo przewody także w kierunku osiowym (rys. 9). Uwzględnimy jedynie zasadniczą składową pola poprzecznego, wywołaną osiową asymetrią amperozwojów.



Rys. 7



Rys. 8

Załóżmy, że — jak w najczęściej spotykanych konstrukcjach omawianych uzwojeń — wyłączona jest całkowita liczba q spośród n cewek i umieśćmy lukę zaczepową, dla uogólnienia rozważań, poza środkiem uzwojenia (rys. 8 i 9). Umiejscowienie luki zaczepowej w uzwojeniu określi współczynnik β, a wielkość asymetrii — współczynnik γ. Współczynnikiem położenia luki nazwiemy stosunek (rys. 8 i 9)

$$\beta = \frac{s}{s+t} = \frac{s}{n-q}, \tag{24}$$

a współczynnikiem asymetrii — stosunek

$$\gamma = \frac{q}{n}. \tag{24a}$$

Wartości skuteczne amperozwojów cewek fikcyjnego uzwojenia krążkowego (rys. 8) wyniosą:

$$\text{cewka } qh — \quad Iz \cdot \frac{q}{n} = Iz \cdot \gamma,$$

$$\text{cewka } sh — \quad Iz \cdot \frac{q}{n} \cdot \frac{s}{n-q} = Iz \cdot \gamma \cdot \beta,$$

$$\text{cewka } th — \quad Iz \cdot \frac{q}{n} \cdot \frac{t}{n-q} = Iz \cdot \gamma \cdot (1-\beta),$$

a stąd indukcje (rys. 9):

$$B_s = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot Iz}{a} \cdot k_s \cdot \gamma \cdot \beta = B \cdot \frac{H}{a} \cdot \frac{k_s}{k_r} \cdot \gamma \cdot \beta, \tag{25}$$

$$B_t = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot Iz}{a} \cdot k_t \cdot \gamma\,(1-\beta) = B \cdot \frac{H}{a} \cdot \frac{k_t}{k_r} \cdot \gamma\,(1-\beta), \tag{25a}$$

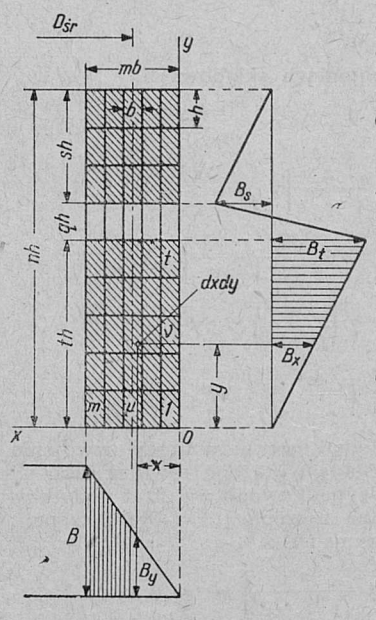
gdzie a — rzeczywista grubość uzwojenia,

k_s, k_t — współczynniki Rogowskiego dla odpowiednich wzajemnie skompensowanych grup.

Rozkład indukcji poprzecznej wzdłuż wysokości uzwojenia ilustruje rys. 9. Wobec zastosowania współczynnika Rogowskiego do obliczania indukcji pola rozproszenia uzwojenia krążkowego przyjmiemy do dalszych rozważań

$$B_x = f(x) = \text{const}$$

wzdłuż grubości uzwojenia. Założenie to, stosowane przy obliczaniu dodatkowych napięć rozproszenia [1], upraszcza rzeczywisty przestrzenny rozkład indukcji w sposób, wydaje się, możliwy do przyjęcia również przy analizie strat dodatkowych (małe stosunkowo wartości współczynników k_s i k_t). Z istnienia doświadczalnie stwierdzonego wpływu osiowej asymetrii amperozwojów na napięcie rozproszenia i straty dodatkowe wynika, że pole rozproszenia uzwojenia krążkowego musi kojarzyć się ze zwojami rozważanego uzwojenia; przebieg linii magnetycznych omawianego pola z uwzględnieniem wyżej uczynionego założenia przedstawia w sposób schematyczny rys. 10.



Rys. 9

Ustalmy współczynniki strat dodatkowych dla części t, s i q rozważanego uzwojenia. Weźmy pod uwagę włókno $dx \cdot dy$ ν-tego przewodu μ-tej warstwy, leżącego w części t uzwojenia (rys. 9). Interesująca nas część strumienia skojarzonego z włóknem $dx \cdot dy$ (w różny sposób skojarzona z różnymi włóknami) jest sumą strumienia podłużnego

$$\varphi_y = B \cdot \frac{(mb)^2 - x^2}{2\,mb} \cdot l_{śr} \cdot \sin\omega t$$

i poprzecznego

$$\varphi_x = B_t \cdot \frac{(th)^2 - y^2}{2\,th} \cdot l_{śr} \cdot \sin\omega t,$$

wynosi więc

$$\varphi_{xy} = \varphi_y + \varphi_x = B \cdot l_{śr} \left(\frac{m^2 b^2 - x^2}{2\,mb} + \frac{B_t}{B} \cdot \frac{t^2 h^2 - y^2}{2\,th} \right) \sin\omega t.$$

Siła elektromotoryczna indukowana przez strumień φ_{xy} będzie

$$e_{xy} = \pi \cdot f \cdot B \cdot l_{śr} \cdot 10^{-8} \left(\frac{m^2 b^2 - x^2}{mb} + \frac{B_t}{B} \cdot \frac{t^2 h^2 - y^2}{th} \right) \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right).$$

Na podstawie zależności (3) uzyskujemy:

$$\frac{\partial j_d}{\partial x} = \pi \cdot \frac{f}{\rho} \cdot B \cdot 10^{-6} \left(-\frac{2x}{mb}\right) \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right),$$

$$\frac{\partial j_d}{\partial y} = \pi \cdot \frac{f}{\rho} \cdot B \cdot 10^{-6} \frac{B_t}{B} \left(-\frac{2y}{th}\right) \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right),$$

skąd

$$j_d = -\pi \cdot \frac{f}{\rho} \cdot B \cdot 10^{-6} \left[\frac{x^2}{mb} + \frac{B_t}{B} \cdot \frac{y^2}{th}\right] \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) + C.$$

Stosując wzór (2) w postaci:

$$\int_{(\nu-1)h}^{\nu h} dy \int_{(\mu-1)b}^{\mu b} j_d \, dx = 0$$

otrzymujemy wartość stałej całkowania

$$C = \pi \cdot \frac{f}{\rho} \cdot B \cdot 10^{-6} \left[\frac{b}{m}\left(\mu^2 - \mu + \frac{1}{3}\right) + \frac{B_t}{B} \cdot \frac{h}{t}\left(\nu^2 - \nu + \frac{1}{3}\right)\right] \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right)$$

i dalej

$$j_d = -\pi \cdot \frac{f}{\rho} \cdot B \cdot 10^{-6} \left[\frac{x^2 - b^2\left(\mu^2 - \mu + \frac{1}{3}\right)}{mb} + \frac{B_t}{B} \cdot \frac{y^2 - h^2\left(\nu^2 - \nu + \frac{1}{3}\right)}{th}\right] \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right).$$

Zakładając przeplecenie zupełne ewentualnie istniejących gałęzi równoległych możemy wyrazić przepływ uzwojenia przez gęstość równomierną prądu (w A/mm²) i wymiary przewodów (w cm) zależnością

$$Iz = \mathfrak{J}_0 \cdot m \, (n - q) \cdot h \cdot b \cdot 10^2,$$

a indukcję B wzorem

$$B = \frac{40\pi}{H} \cdot k_r \cdot m \, (n - q) \cdot h \cdot b \cdot \sqrt{2} \cdot \mathfrak{J}_0.$$

Wprowadzając oznaczenia

$$(a) \quad A = 4\pi^2 \cdot \frac{(n - q)\, h}{H} \cdot k_r \cdot \frac{f}{\rho \cdot 10^5},$$

$$(b) \quad D_t = \frac{B_t}{B} \cdot \frac{m}{t} \cdot \frac{b}{h},$$

otrzymamy wzór na wartość skuteczną gęstości prądu dodatkowego:

$$\mathfrak{J}_d = \mathfrak{J}_0 \cdot A \left\{x^2 - b^2\left(\mu^2 - \mu + \frac{1}{3}\right) + D_t\left[y^2 - h^2\left(\nu^2 - \nu + \frac{1}{3}\right)\right]\right\}.$$

Współczynnik strat dodatkowych dla rozważanego przewodu, zgodnie z (9), określi wyrażenie:

$$\varkappa_{\mu\nu} = \frac{1}{bh} \int_{(\nu-1)h}^{\nu h} dy \int_{(\mu-1)b}^{\mu b} \left(\frac{\mathfrak{J}_d}{\mathfrak{J}_0}\right)^2 dx = \frac{A^2 b^4}{3}\left(\mu^2 - \mu + \frac{4}{15}\right) + \frac{A^2 D_t^2 h^4}{3}\left(\nu^2 - \nu + \frac{4}{15}\right) = \varkappa_\mu + \varkappa_\nu,$$

a dla rozważanej części t uzwojenia — według (10) — wzór:

$$\varkappa_t = \frac{1}{m}\sum_1^m \varkappa_\mu + \frac{1}{t}\sum_1^t \varkappa_\nu = \frac{A^2 b^4}{3}\left(\frac{1}{m}\sum_1^m \mu^2 - \frac{1}{m}\sum_1^m \mu + \frac{4}{15}\right) + \frac{A^2 D_t^2 h^4}{3}\left(\frac{1}{t}\sum_1^t \nu^2 - \frac{1}{t}\sum_1^t \nu + \frac{4}{15}\right) = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot A^2 b^4 + \frac{t^2 - 0{,}2}{9} \cdot (AD_t)^2 h^4.$$

Wprowadzając do ostatniej zależności zredukowaną szerokość przewodu dla pola podłużnego

$$\xi_b = \alpha_b \cdot b = 2\pi b \sqrt{\frac{nh}{H} \cdot k_r \cdot \frac{f}{\rho \cdot 10^5}}$$

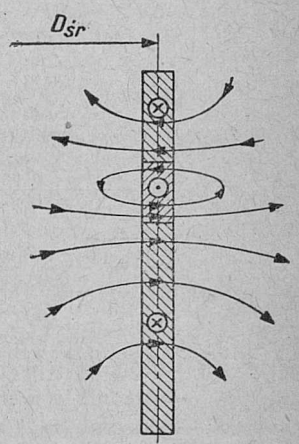
i poprzecznego

$$\xi_h = \alpha_h \cdot h = 2\pi h \sqrt{\frac{mb}{a} \cdot k_t \cdot \frac{f}{\rho \cdot 10^5}},$$

otrzymujemy wzór na współczynnik strat dodatkowych dla części t rozważanego uzwojenia:

$$(26) \quad \varkappa_t = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4 (1 - \gamma)^2 + \frac{t^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_h^4 \gamma^2.$$

Obliczenie współczynnika strat dodatkowych dla części t uzwojenia w założeniu, że występuje tylko pole podłużne, daje w rezultacie pierwszy składnik wzoru (26), a obliczenie w założeniu istnienia tylko pola poprzecznego — składnik drugi tegoż wzoru. Wynika stąd istotny dla analizy strat dodatkowych wniosek: współczynnik strat dodatkowych, wywołanych jednocześnie występującymi polami — podłużnym i poprzecznym, może być uważany, jeżeli przyjąć poczynione założenia dotyczące rozkładu przestrzennego pól, za sumę współczynników obliczonych dla każdego z pól osobno.



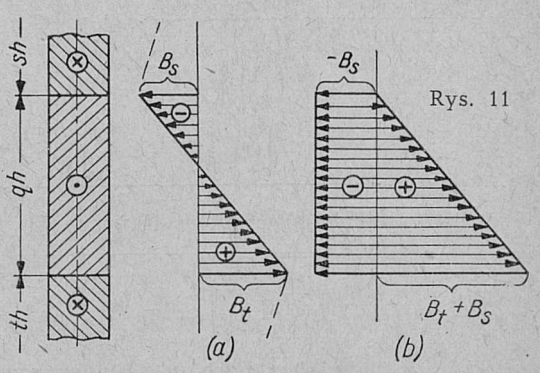
Rys. 10

Analogiczne rozważania dla części s uzwojenia dają wzór na współczynnik strat dodatkowych:

$$(26a) \quad \varkappa_s = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4 (1 - \gamma)^2 + \frac{s^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4 \cdot \gamma^2 \left(\frac{k_s}{k_t}\right)^2.$$

W wyłączonej części uzwojenia siły elektromotoryczne włókien przewodów także mają różne wartości. Powoduje to przepływ prądów i powstanie strat w miedzi, stanowiących również straty dodatkowe. Wyrazimy je iloczynem współczynnika strat dodatkowych i strat podstawowych, które występowałyby w wyłączonej części uzwojenia przy przepływie prądu o takiej samej gęstości równomiernej, jak w części pracującej uzwojenia.

Z rys. 11 widać, że pole poprzeczne wzdłuż części qh uzwojenia o maksymalnej indukcji B_t może być uważane za wynik



Rys. 11

superpozycji pola własnego cewki qh (największa indukcja $B_t + B_s$) i pola obcego o przeciwnym kierunku i stałej indukcji ($-B_s$), wytworzonego przez cewkę sh uzwojenia krążkowego. Korzystając z poczynionych spostrzeżeń i zależności (11) można od razu napisać wzór na współczynnik strat dodatkowych dla wyłączonej części uzwojenia:

$$\varkappa_q = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4 (1 - \gamma)^2 + \left[\frac{q^2 - 0.2}{9} - \frac{q^2}{3} \cdot \frac{B_t \cdot B_s}{(B_s + B_t)^2}\right] \cdot \xi_h^4 (1 - \gamma)^2 \left[\frac{k_s \cdot \beta + k_t \cdot (1 - \beta)}{k_t}\right]^2$$

(powyższa zależność została uzyskana również na drodze analitycznej). Ostatni związek można napisać w formie:

$$\varkappa_q = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4 (1-\gamma)^2 + \tag{26b}$$
$$+ \frac{q^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_h^4 (1-\gamma)^2 \left[\frac{k_s\beta + k_t(1-\beta)}{k_t}\right]^2 - \frac{q^2}{3} \cdot \xi_h^4 (1-\gamma)^2 \beta (1-\beta) \frac{k_s}{k_t}.$$

Oznaczając przez ΔP straty podstawowe w rozważanym uzwojeniu przy q cewkach wyłączonych, można wyrazić straty podstawowe w odpowiednich częściach uzwojenia wzorami:

$$\Delta P_t = \Delta P \cdot \frac{t}{n-q} = \Delta P (1-\beta),$$

$$\Delta P_s = \Delta P \cdot \frac{s}{n-q} = \Delta P \cdot \beta,$$

$$\Delta P_q = \Delta P \cdot \frac{q}{n-q} = \Delta P \cdot \frac{\gamma}{1-\gamma}.$$

Współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia:

$$\varkappa = \frac{\varkappa_t \cdot \Delta P_t + \varkappa_s \cdot \Delta P_s + \varkappa_q \cdot \Delta P_q}{\Delta P} = \tag{27}$$
$$= \varkappa_t (1-\beta) + \varkappa_s \cdot \beta + \varkappa_q \cdot \frac{\gamma}{1-\gamma}.$$

Wyrazimy go wzorem

$$\varkappa = \varkappa_y + \varkappa_x = \varkappa_y + (\varkappa'_x + \varkappa''_x), \tag{28}$$

gdzie $\varkappa_y$ — składnik $\varkappa$ warunkowany polem podłużnym,
$\varkappa_x$ — składnik $\varkappa$ warunkowany polem poprzecznym,
$\varkappa'_x$ — składnik $\varkappa_x$ odpowiadający pracującej części uzwojenia,
$\varkappa''_x$ — składnik $\varkappa_x$ odpowiadający wyłączonej części uzwojenia.

Przy pomocy wzorów (24), (24a), (26), (26a), (26b) i (27) otrzymujemy:

$$\varkappa_y = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4 (1-\gamma), \tag{29}$$

$$\varkappa'_x = \frac{n^2(1-\gamma)^2 - 0{,}2 \dfrac{(1-\beta) + \beta\left(\dfrac{k_s}{k_t}\right)^2}{(1-\beta)^3 + \beta^3\left(\dfrac{k_s}{k_t}\right)^2}}{9} \cdot \xi_h^4 \cdot \gamma^2 \left[(1-\beta)^3 + \beta^3\left(\frac{k_s}{k_t}\right)^2\right], \tag{29a}$$

$$\varkappa''_x = \frac{n^2 \cdot \gamma^2 - 0{,}2 \cdot \dfrac{\left[(1-\beta) + \beta\dfrac{k_s}{k_t}\right]^2}{(1-\beta)^2 - \beta(1-\beta)\dfrac{k_s}{k_t} + \beta^2\left(\dfrac{k_s}{k_t}\right)^2}}{9} \times \tag{29b}$$
$$\times \xi_h^4 \cdot \gamma (1-\gamma) \left[(1-\beta)^2 - \beta(1-\beta)\frac{k_s}{k_t} + \beta^2\left(\frac{k_s}{k_t}\right)^2\right].$$

Przy wszystkich zwojach włączonych ($\gamma = 0$) współczynnik strat dodatkowych dla całego uzwojenia wyniesie:

$$\varkappa_o = \varkappa_{yo} = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi_b^4. \tag{30}$$

Wzór (29) można napisać w postaci

$$\varkappa_y = \varkappa_o (1-\gamma), \tag{31}$$

a pomijając we wzorach (29a), (29b) i (30) składnik zawierający 0,2 i oznaczając

$$K = \frac{H}{a} \cdot \frac{h}{b},$$

otrzymamy:

$$\varkappa'_x \approx \varkappa_o \cdot \left[K \cdot \gamma (1-\gamma)\right]^2 \left[(1-\beta)^3 \left(\frac{k_t}{k_r}\right)^2 + \beta^3 \left(\frac{k_s}{k_r}\right)^2\right], \tag{31a}$$

$$\varkappa''_x \approx \varkappa_o \cdot \gamma^3 \cdot (1-\gamma) \cdot K^2 \left[(1-\beta)^2 \left(\frac{k_t}{k_r}\right)^2 - \beta(1-\beta)\frac{k_s \cdot k_t}{k_r^2} + \beta^2 \left(\frac{k_s}{k_r}\right)^2\right]. \tag{31b}$$

Zakładając regulację napięcia przy stałej mocy, otrzymujemy związek między stratami podstawowymi przy $\gamma = 0$ (ΔP_o) i $\gamma \neq 0$ (ΔP),

$$\Delta P = \frac{\Delta P_o}{1-\gamma}$$

i wzory na straty dodatkowe:

$$\Delta P_{dy} = \Delta P_{do}, \tag{32}$$

$$\Delta P'_{dx} = \gamma^2 \cdot (1-\gamma) \cdot K^2 \left[(1-\beta)^3 \left(\frac{k_t}{k_r}\right)^2 + \beta^2 \left(\frac{k_s}{k_r}\right)^2\right] \cdot \Delta P_{do}, \tag{32a}$$

$$\Delta P''_{dx} = \gamma^3 K^2 \left[(1-\beta)^2 \left(\frac{k_t}{k_r}\right)^2 - \beta(1-\beta)\frac{k_s \cdot k_t}{k_r^2} + \beta^2 \left(\frac{k_s}{k_r}\right)^2\right] \cdot \Delta P_{do}, \tag{32b}$$

$$\Delta P_d = \Delta P_{dy} + \Delta P'_{dx} + \Delta P''_{dx}, \tag{32c}$$

gdzie ΔP_{do} — straty dodatkowe przy $\gamma = 0$,
ΔP_d — straty dodatkowe przy $\gamma \neq 0$,
ΔP_{dy} — straty dodatkowe wywołane przez pole podłużne,
$\Delta P'_{dx}, \Delta P''_{dx}$ — straty dodatkowe wywołane przez pole poprzeczne, odpowiednio w części pracującej i wyłączonej uzwojenia.

Występujące we wzorach współczynniki k_r, k_s i k_t należy obliczyć na podstawie rzeczywistych wymiarów uzwojeń.

Ustalenie wartości k_s i k_t napotyka duże trudności wobec braku właściwej metody obliczania tych współczynników. Stosunki wymiarów uzwojeń cylindrycznych są bowiem z reguły takie, że wymiary fikcyjnego uzwojenia krążkowego, uwzględniającego asymetrię wywołaną przez jedną lukę zaczepową, nie spełniają warunku stosowalności wzoru Rogowskiego, mówiącego o wartości stosunku wymiaru cewki w kierunku linii pola rozproszenia do długości fali indukcji [1],

gdyż dla $\beta = \frac{1}{2}$ mamy z reguły $\frac{a}{n(h+\Delta)} < 0{,}24$,

dla $\beta < \frac{1}{2}$ otrzymujemy $\frac{a}{2(1-\beta)n(h+\Delta)} < \frac{a}{n(h+\Delta)}$,

a dla $\beta > \frac{1}{2}$ $\frac{a}{2\beta n(h+\Delta)} < \frac{a}{n(h+\Delta)}$.

Przyjęcie szerokości okna transformatora lub odległości uzwojenia od skrzyni za zastępczą drogę strumienia poprzecznego nie może być podstawą analizy matematycznej jako przybliżenie niewystarczające. Ze względu na istotne znaczenie wartości omawianych współczynników dla rezultatów obliczenia — nie tylko strat dodatkowych, lecz również sił osiowych i dodatkowych napięć rozproszenia — konieczne jest opracowanie metody obliczania k_s i k_t. Na razie, licząc się z możliwością kilkunastoprocentowych błędów, można obliczać interesujące nas współczynniki według wzoru Rogowskiego w pełnej postaci, który po drobnych uproszczeniach daje zależności:

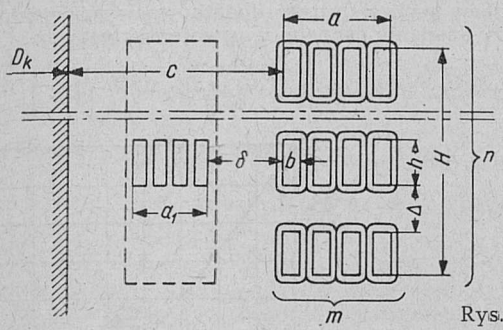
$$k_s \approx 1 - \frac{\beta \cdot n \cdot (h+\Delta)}{\pi \cdot a}\left[1 - e^{-\frac{\pi a}{\beta n (h+\Delta)}}\right]\left\{1 - \frac{1}{2} e^{-\frac{2\pi c}{\beta n (h+\Delta)}}\left[1 - e^{-\frac{\pi a}{\beta n (h+\Delta)}}\right]\right\}, \tag{33}$$

$$k_t \approx 1 - \frac{(1-\beta) n (h+\Delta)}{\pi a}\left[1 - e^{-\frac{\pi a}{(1-\beta) n (h+\Delta)}}\right]\left\{1 - \frac{1}{2} \cdot e^{-\frac{2\pi c}{(1-\beta) n (h+\Delta)}}\left[1 - e^{-\frac{\pi a}{(1-\beta) n (h+\Delta)}}\right]\right\}. \tag{34}$$

gdzie $\Delta = \frac{H - nh}{n - 1}$ — wysokość kanału międzycewkowego (rys. 12),

c — odległość powierzchni wewnętrznej rozważanego uzwojenia od żelaza kolumny (rys. 12),

e — podstawa logarytmów naturalnych.



Rys. 12

Współczynnik k_r może być obliczony według uproszczonego wzoru Rogowskiego

$$k_r = 1 - \frac{a_1 + a + \delta}{\pi H},$$

w którym a_1 oznacza grubość uzwojenia współpracującego z rozważanym, a δ — szczelinę między uzwojeniami (rys. 12). Można również — wobec mało dokładnych wartości k_s i k_t — przyjmować do obliczeń $k_r = 1$.

Dla ilustracji podanych wyżej zależności wykonano obliczenia dla uzwojenia o danych (rys. 12): $b = 0{,}45$, $h = 1{,}0$, $m = 10$, $n = 96$, $H = 177$, $a = 6$, $a_1 = 4{,}5$, $\delta = 4{,}8$, $c = 18$ — wszystkie wymiary w centymetrach. Rys. 13 i 14 przedstawiają zmiany współczynników (rys. 13) i strat dodatkowych (rys. 14) w funkcji współczynnika położenia luki β przy dwu różnych stałych wartościach γ [1]).

Z przebiegu krzywych wynika, że najkorzystniejsze z punktu widzenia strat dodatkowych jest umieszczenie luki w środku, a najmniej korzystne — na krańcu uzwojenia. Różnica wartości strat dodatkowych dla tych przypadków zależy od wielkości asymetrii (wartości γ) i konstrukcji uzwojeń. Powszechnie stosowane wyłączanie zwojów ze środka uzwojenia jest więc celowe również z uwagi na straty dodatkowe.

Weźmy pod uwagę uzwojenie o napięciu regulowanym w granicach

$$U = (1 \pm \varepsilon)\, U_n$$

przez wyłączanie zwojów ze środka. Przy pracy na zaczepie „+" włączone są wszystkie zwoje i $\gamma = 0$. Na zaczepie „O" wyłączona jest połowa cewek regulacyjnych, a luka zaczepowa nie leży dokładnie w środku uzwojenia. Łatwo stwierdzić, że powstałą asymetrię charakteryzują współczynniki

$$(35) \qquad \begin{cases} \gamma_o = \dfrac{\varepsilon}{1 + \varepsilon}, \\ \beta_o = \dfrac{1 - \varepsilon}{2}. \end{cases}$$

Przy pracy uzwojenia na zaczepie „—" wyłączone są wszystkie cewki regulacyjne. Współczynniki charakteryzujące asymetrię są:

$$(35a) \qquad \begin{cases} \gamma = 2\gamma_o = \dfrac{2\varepsilon}{1 + \varepsilon}, \\ \beta = \dfrac{1}{2}. \end{cases}$$

Wzory (35) i (35a) w połączeniu z poprzednimi zależnościami pozwalają analizować zmiany interesujących nas wielkości w funkcji zakresu regulacji ε dla omawianych, często spotykanych konstrukcji uzwojeń. Wyniki analizy dla uzwojenia o przyjętych wyżej danych przedstawiają rys. 15 i 16. Na rys. 15 krzywe pokazują zmiany współczynników, a na rys. 16 — strat dodatkowych w funkcji ε przy pracy uzwojenia na różnych zaczepach.

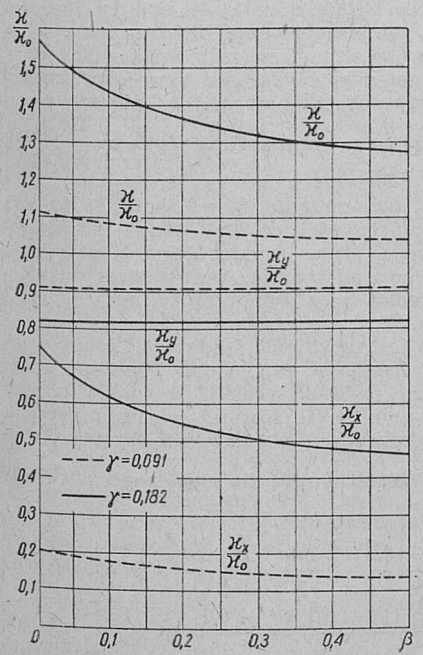
Porównanie rys. 6 i 16 wykazuje celowość (z punktu widzenia strat dodatkowych) stosowania — przy większym zakresie regulacji — konstrukcyjnie bardziej złożonego uzwojenia, zawierającego uzwojenie podstawowe, regulacji z gruba i regulacji drobnej.

Małe wartości współczynników k_t i k_s pozwalają przypuszczać, że pole poprzeczne wywołane asymetrią rozważanego uzwojenia w znacznym stopniu kojarzy się z uzwojeniem bez asymetrii, współpracującym z nim, co musi wpływać na wartość współczynnika strat dodatkowych uzwojenia symetrycznego. Ilościowa ocena wpływu omawianego skojarzenia na straty dodatkowe wymaga ścisłych studiów laboratoryjnych, jak zresztą i inne poruszane tu problemy.

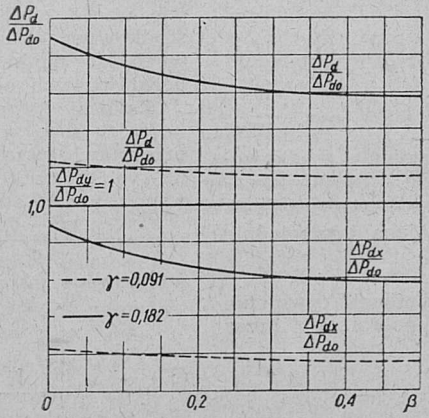
5. Cechy charakterystyczne strat dodatkowych w transformatorze trójuzwojeniowym.

W transformatorze dwuuzwojeniowym rozkład przestrzenny strumienia rozproszenia w warunkach próby zwarcia i w warunkach obciążenia można uważać za identyczny. Wynika stąd, że straty dodatkowe, wyznaczone na podstawie próby zwarcia, są miarodajne dla stanu obciążenia transformatora, a współczynnik strat dodatkowych dla każdego z uzwojeń jest konkretną liczbą, zależną od konstrukcji i jed-

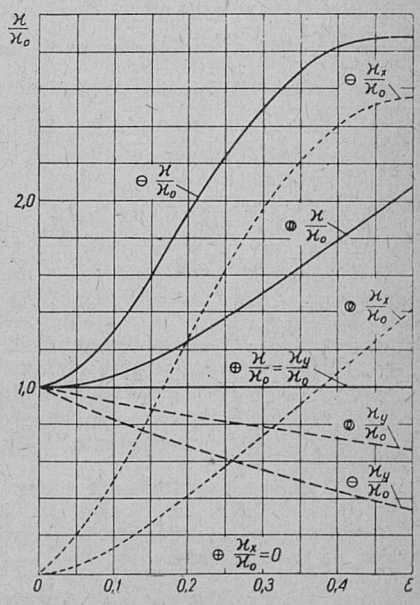
[1]) Przyjęto wartości γ charakteryzujące asymetrię na zaczepie „O" i „—" przy zakresie regulacji $\varepsilon = 0{,}1$ (ob. niżej).



Rys. 13



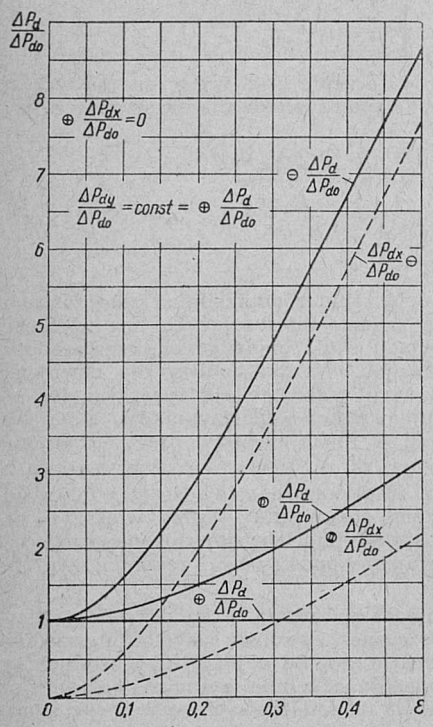
Rys. 14



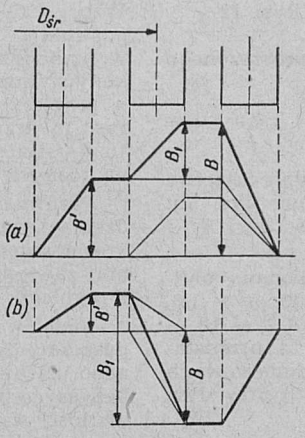
Rys. 15

noznacznie charakteryzującą uzwojenie pod względem strat dodatkowych.

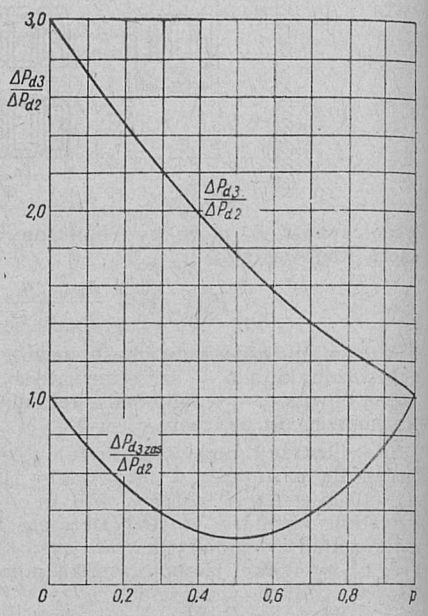
W transformatorze trójuzwojeniowym strumień rozproszenia jest wzbudzany przepływami trzech uzwojeń, z których dwa mogą być obciążane w sposób od siebie niezależny. Rozmieszczenie amperozwojów w przestrzeni zależy od położenia uzwojenia pierwotnego (zasilanie uzwojenia środkowego lub jednego ze skrajnych) i podziału mocy między uzwojenia



Rys. 16



Rys. 17



Rys. 18

wtórne. Sposób zasilania, podział mocy, a również i cos φ odbiorów przyłączonych do uzwojeń wtórnych decydują więc o przestrzennym rozkładzie pola rozproszenia w transformatorze trójuzwojeniowym. Okoliczność ta stwierdza, że współczynniki strat dodatkowych dla uzwojeń omawianych transformatorów zależą nie tylko od ich konstrukcji, ale i od warunków eksploatacji.

Jeśli założyć zasilanie skrajnego uzwojenia i przyjąć, że prądy pobierane z uzwojeń wtórnych są ze sobą w fazie, to — pomijając prąd stanu jałowego — można przedstawić przestrzenny rozkład indukcji strumienia rozproszenia w sposób podany na rys. 17a. Nawiązując do wyników poprzednich rozważań stwierdzamy na podstawie rys. 17a, że współczynniki strat dodatkowych dla uzwojeń skrajnych mają postać $\frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4$, a współczynnik dla uzwojenia środkowego określa wzór (11). Można go zapisać inaczej:

$$\varkappa_3 = \left(\frac{m^2 - 0{,}2}{9} + \frac{m^2}{3} \cdot \frac{P \cdot P'}{P_1^2}\right) \cdot \xi^4 = \tag{36}$$

$$= \frac{\left(1 + 3\,\frac{1 - p_1}{p_1^2}\right) \cdot m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4 \approx \left(1 + 3\,\frac{1 - p_1}{p_1^2}\right) \cdot \varkappa_2,$$

gdzie

$\varkappa_2 = \frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4$ — współczynnik dla uzwojenia środkowego przy stanie jałowym drugiego uzwojenia wtórnego (praca dwuuzwojeniowa),

P, P', P_1 — moce pozorne obciążające odpowiednie uzwojenia,

$p_1 = \frac{P_1}{P}$ — stosunek mocy obciążającej uzwojenie środkowe do mocy pobieranej przez uzwojenie pierwotne.

Mając na uwadze zależność

$$\Delta P_{03} = p_1^2 \cdot \Delta P_{02} \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^2,$$

gdzie ΔP_{03} — straty podstawowe w uzwojeniu środkowym,

ΔP_{02} — to samo, ale przy stanie jałowym drugiego uzwojenia wtórnego,

P — moc pozorna pobierana przez transformator, przy której określamy ΔP_{03},

P_0 — moc pozorna pobierana przez transformator, dla której podano wartość ΔP_{02},

otrzymujemy wzór na straty dodatkowe w uzwojeniu środkowym przy zasilaniu jednego z uzwojeń skrajnych:

$$\Delta Pd_3 = [p^2_1 + 3\,(1 - p_1)] \cdot \Delta Pd_2 \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^2, \tag{36a}$$

gdzie ΔPd_2 — straty dodatkowe w uzwojeniu środkowym przy pracy dwuuzwojeniowej ze stratami podstawowymi ΔP_{02}.

Dodatkowe wskaźniki 3 i 2 użyte we wzorach (36 i 36a) obok poprzednio stosowanych odnoszą wielkości, których symbole są nimi zaopatrzone, do pracy trój- bądź dwuuzwojeniowej transformatora trójuzwojeniowego.

Analizując zmiany interesujących nas wielkości w funkcji parametru p_1, określającego podział mocy P między uzwojenia wtórne, dochodzimy do dwu stwierdzeń:

1) Odciążenie uzwojenia środkowego przy P = const od $p_1 = 1$ do $p_1 = 0$ powoduje trzykrotny wzrost występujących w nim strat dodatkowych. Straty dodatkowe w nieobciążonym uzwojeniu środkowym, znajdującym się między pracującymi uzwojeniami skrajnymi, są więc trzy razy większe od tych, które wystąpiłyby w nim przy obciążeniu uzwojenia środkowego i jednego ze skrajnych taką mocą, jaka obciąża uzwojenia skrajne w omawianym przypadku. Zmiany $\frac{\Delta Pd_3}{\Delta Pd_2} = f(p_1)$ ilustruje jedna z krzywych na rys. 18.

2) Współczynnik $\varkappa_3$ przy zmianie p_1 od jedności do zera wzrasta od $\varkappa_2$ do nieskończoności, co wyjaśnia — na podstawie wzoru definicyjnego (6) — występujący w uzwojeniu środkowym, w miarę jego odciążania, wzrost strat dodatkowych (ob. punkt poprzedni) przy jednoczesnym maleniu strat podstawowych od zera.

Załóżmy, że zasilane jest uzwojenie środkowe i prądy wtórne są ze sobą w fazie. Pomijając prąd stanu jałowego można przedstawić przestrzenny rozkład indukcji w sposób podany na rys. 17b, z którego wynika, że również w tym przypadku współczynniki strat dodatkowych dla uzwojeń skrajnych wyraża wzór $\frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4$. Współczynnik dla zasilanego uzwojenia środkowego jest określony zależnością:

$$\varkappa_{3zas} = \left(\frac{m^2 - 0{,}2}{9} - \frac{m^2}{3} \cdot \frac{B \cdot B'}{B_1^2}\right) \cdot \xi^4 =$$

$$= \frac{[1 - 3\,p\,(1 - p)]\,m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4 \approx \tag{37}$$

$$\approx [1 - 3\,p\,(1 - p)] \cdot \varkappa_2,$$

w której p oznacza stosunek mocy pozornej, obciążającej dowolne uzwojenie wtórne (skrajne), do mocy pobieranej przez uzwojenie pierwotne (środkowe).

Dla strat dodatkowych otrzymujemy zależność:

$$\Delta Pd_{3zas} = [1 - 3p(1-p)] \cdot \Delta Pd_2 \cdot \left(\frac{P}{P_o}\right)^2, \tag{37a}$$

gdzie ΔPd_2 — straty dodatkowe w uzwojeniu środkowym przy obciążeniu go mocą Po i współpracy z jednym tylko uzwojeniem skrajnym,

P — moc pozorna pobierana przez uzwojenie środkowe w warunkach, dla których określane jest ΔPd_{3zas}.

Zmiany $\frac{Pd_{3zas}}{Pd_2} = f(p)$ przy $P = \text{const}$ przedstawia jedna z krzywych na rys. 18. Krzywa ta pokrywa się z przebiegiem $\frac{\varkappa_{3zas}}{\varkappa_2} = f(p)$.

Łatwo zauważyć (rys. 17b) analogię w przestrzennym rozkładzie indukcji strumienia rozproszenia rozważanego układu uzwojeń przy $p = 0{,}5$ i uzwojenia krążkowego symetrycznego. Według (37) otrzymujemy dla $p = 0{,}5$, zgodnie z oczekiwaniem, wzór

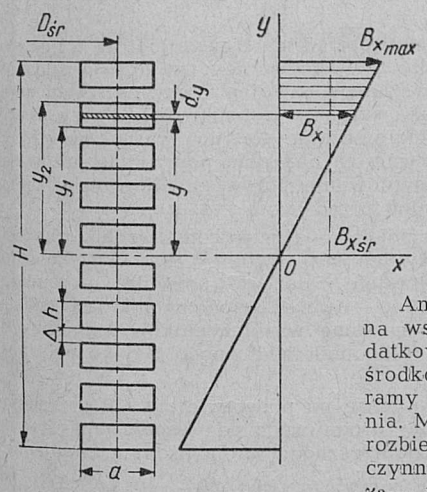
$$\varkappa_{3zas} = \frac{m^2 - 0{,}8}{36} \cdot \xi^4$$

o postaci analogicznej do wzoru dla uzwojenia krążkowego [1], co na marginesie rozważań warto podkreślić.

Wyniki przeprowadzonych rozważań można uogólnić w sposób następujący:

1) współczynnik strat dodatkowych dla uzwojenia środkowego zależy nie tylko od jego konstrukcji, lecz również (i to w znacznym stopniu) od warunków eksploatacji, tzn. od położenia uzwojenia zasilanego (środkowe, skrajne), od podziału mocy przechodzącej przez transformator między uzwojenia wtórne i od rozbieżności w wartościach współczynników mocy odbiorów;

2) współczynniki strat dodatkowych dla uzwojeń skrajnych nie zależą od warunków eksploatacji, a tylko od konstrukcji uzwojeń — podobnie jak w transformatorze dwuuzwojeniowym



Rys. 19

Analiza wpływu cos φ na współczynnik strat dodatkowych dla uzwojenia środkowego wykracza poza ramy niniejszego opracowania. Można przypuszczać, że rozbieżności między współczynnikami $\varkappa_3$ i $\varkappa_2$ oraz $\varkappa_{3zas}$ i $\varkappa_2$ przy przesunięciu fazowym prądów w uzwojeniach wtórnych będą mniejsze, niż wynikające ze wzorów (36) i (37).

Specjalnym rodzajem obciążenia transformatora trójuzwojeniowego jest jego praca dwuuzwojeniowa, podczas której jedno z uzwojeń pozostaje w stanie jałowym. Stan opisany odpowiada warunkom istniejącym przy próbie zwarcia, której wyniki określają między innymi sumaryczne straty obciążeniowe w transformatorze. Rozdział strat sumarycznych między uzwojenia, konieczny do określenia przyrostów temperatur uzwojeń względem oleju, wymaga podziału sumarycznych strat dodatkowych. Przy podziale należy pamiętać o istnieniu uzwojenia nieobciążonego, albowiem występują w nim straty, które trzeba uznać za dodatkowe.

A. Współczynnik strat dodatkowych dla nieobciążonego uzwojenia środkowego (zwarcie uzwojeń skrajnych). Nieobciążone uzwojenie środkowe podczas próby zwarcia skrajnych uzwojeń znajduje się w silnym podłużnym polu rozproszenia. W sposób opisany w rozdz. 2 powstają w jego przewodach prądy wirowe, które powodują straty na ciepło Joule'a. Ilościowo można je ująć przy pomocy współczynnika strat dodatkowych dla nieobciążonego uzwojenia środkowego, który na podstawie podanych wyżej stwierdzeń można przedstawić wzorem:

$$\varkappa_{ny} = \frac{m^2}{3}\left(\frac{B}{B_n}\right)^2 \cdot \xi^4, \tag{38}$$

gdzie $\xi = 2\pi b \sqrt{\frac{nh}{H} \cdot k_r \cdot \frac{f}{\rho \cdot 10^5}}$ — zredukowana szerokość przewodu uzwojenia środkowego dla pola podłużnego,

$B = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2}(Iz)_{zw}}{H} \cdot k_{rzw}$ — indukcja wytworzona w przestrzeni wypełnionej uzwojeniem środkowym przez zwarte uzwojenia skrajne,

$B_n = \frac{4\pi}{10} \cdot \frac{\sqrt{2}(Iz)_n}{H} \cdot k_r$ — indukcja maksymalna, która istniałaby podczas współpracy uzwojenia środkowego (w rozważanym przypadku nieobciążonego — stąd indeks) z jednym z uzwojeń skrajnych, przy amperozwojach $(Iz)_n$.

Dla znalezienia strat w uzwojeniu nieobciążonym należy straty podstawowe w uzwojeniu środkowym przy amperozwojach $(Iz)_n$ pomnożyć przez obliczony według wzoru (38) współczynnik $\varkappa_{ny}$.

Wzór (38) uzyskuje się w łatwy sposób również na drodze rozważań matematycznych, analogicznych do przeprowadzanych poprzednio. Można go napisać również w postaci zawierającej zamiast stosunku indukcji stosunek odpowiednich amperozwojów lub mocy pozornych.

Należy podkreślić, że straty w nieobciążonym uzwojeniu środkowym powinny być brane pod uwagę przy ocenie wyników próby zwarcia skrajnych uzwojeń, stanowią one bowiem trzykrotną wartość strat dodatkowych w uzwojeniu środkowym, które występowałyby podczas współpracy z jednym z uzwojeń skrajnych przy amperozwojach, warunkujących $B_n = B$, i w znacznym stopniu przyczyniają się do wyraźnie większej wartości wypadkowego współczynnika strat dodatkowych przy zwarciu uzwojeń skrajnych, niż przy pozostałych możliwych kombinacjach uzwojeń pracujących Stwierdzają to wyniki przeprowadzanych podczas odbiorów technicznych prób zwarcia transformatorów trójuzwojeniowych.

B. Współczynnik strat dodatkowych dla nieobciążonego uzwojenia skrajnego (zwarcie uzwojenia środkowego i jednego ze skrajnych). Przy próbie zwarcia uzwojenia środkowego i jednego ze skrajnych drugie uzwojenie skrajne znajduje się w poprzecznym polu rozproszenia, wytworzonym przez obciążoną parę uzwojeń. Pracujące uzwojenia są źródłem pola poprzecznego nawet przy osiowej symetrii amperozwojów. Pole poprzeczne wynika wówczas z zakrzywiania się linii magnetycznych strumienia rozproszenia, co pomijaliśmy w dotychczasowych rozważaniach. Zajmiemy się teraz stratami w nieobciążonym uzwojeniu skrajnym, wywołanymi tym polem poprzecznym.

Załóżmy, że jedną ze znanych metod, np. podaną przez Blankenburga [4] została obliczona średnia wartość indukcji poprzecznej $B_{x śr}$ na osi uzwojenia wzdłuż połowy jego wysokości (rys. 19). Dla wyprowadzenia wzoru na współczynnik strat dodatkowych należy ustalić rozkład indukcji poprzecznej wzdłuż wysokości uzwojenia. W pierwszym przybliżeniu można go uważać za prostoliniowy [4]. Ponieważ metoda Blankenburga, na którą powołujemy się, określa $B_{x śr}$ przy pomocy wzoru

$$B_{x śr} = \frac{2}{H}\int_0^{\frac{H}{2}} B_x dy,$$

gdzie H jest rzeczywistą wysokością uzwojenia, dla uzyskania właściwych wartości sił elektromotorycznych, wzniecanych

przez strumień poprzeczny we włóknach przewodów rozpatrywanego uzwojenia, należy uzwględnić w rozważaniach obecność kanałów międzycewkowych Δ (rys. 19). Analiza matematyczna, przeprowadzona na podstawie rys. 19 w sposób podobny do poprzednio omawianych przy założeniu $B_x = f(x) = \text{const}$ wzdłuż grubości uzwojenia i przy n równym liczbie parzystej, daje wzór na współczynnik strat dodatkowych w nieobciążonym uzwojeniu skrajnym:

$$(39)\quad \begin{cases} \varkappa_{nx} = \dfrac{n^2 - 1 + \chi_o}{36} \cdot \xi'^4 \left[4 \dfrac{B_{x\acute{s}r}}{B} \cdot \dfrac{n(h+\Delta)}{H} \right]^2, \\ \xi' = 2\pi h \sqrt{\dfrac{mb}{H} \cdot k_r \cdot \dfrac{f}{\rho \cdot 10^5}}, \\ \chi_o = 0{,}2 \left(\dfrac{h}{h+\Delta} \right)^2, \end{cases}$$

gdzie $B = \dfrac{4\pi}{10} \cdot \dfrac{\sqrt{2} \cdot Iz}{H} k_r$ — indukcja maksymalna, która panowałaby w szczelinie powietrznej, podczas współpracy rozważanego uzwojenia skrajnego z dowolnym z pozostałych uzwojeń przy amperozwojach Iz;

ξ' — współczynnik grający rolę zredukowanej szerokości przewodu; w określającej go zależności występuje droga zastępcza dla strumienia podłużnego, którą można stosunkowo dokładnie obliczyć, co odróżnia ten współczynnik od zredukowanej szerokości przewodu dla pola poprzecznego, zawierającej w określającym ją wzorze trudną do ustalenia drogę zastępczą dla strumienia poprzecznego.

Wzór (39) wobec $n^2 \gg \chi_o$ — 1/ oraz $n(h+\Delta) \approx H$, można uprościć do postaci:

$$(39a)\quad \varkappa_{nx} \approx \frac{n^2}{2{,}25} \cdot \left(\frac{B_{x\acute{s}r}}{B} \right)^2 \cdot \xi'^4.$$

Dla obliczenia strat w nieobciążonym uzwojeniu skrajnym należy pomnożyć straty podstawowe, które wystąpiłyby w uzwojeniu rozważanym przy amperozwojach Iz warunkujących indukcję B, przez współczynnik strat dodatkowych, obliczony według (39) lub (39a).

Straty w nieobciążonym uzwojeniu skrajnym są — ze względu na wpływ rdzenia — większe dla uzwojenia wewnętrznego niż zewnętrznego. Straty w nieobciążonym uzwojeniu wewnętrznym, jak wynika z kilku przeliczeń, są kilkakrotnie mniejsze od strat dodatkowych w rozważanym uzwojeniu przy obciążeniu go prądem znamionowym. Wynika stąd, że straty w nieobciążonym uzwojeniu skrajnym, niezależnie od jego położenia, mogą być na ogół pomijane. Przy szczegółowej analizie wyników próby zwarcia, można uwzględniać straty w nieobciążonym uzwojeniu wewnętrznym, korzystając ze wzoru (39) lub (39a).

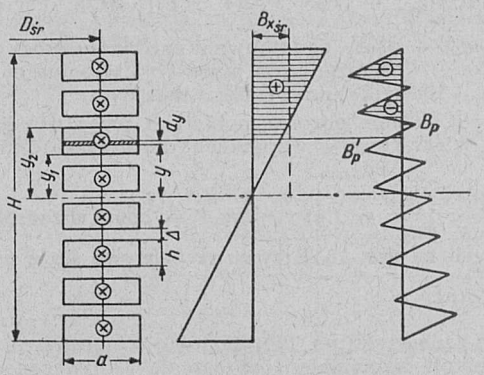
6. Uwzględnienie strat dodatkowych od pola poprzecznego w uzwojeniu pracującym.

Na początku pracy podkreślono, że pole poprzeczne, wynikające z zakrzywiania się linii strumienia rozproszenia, wpływa na wartość strat dodatkowych. Tu przedstawimy próbę ilościowego ujęcia tego wpływu, opartą na znajomości $B_{x\acute{s}r}$ (rys. 20), określonej wzorem:

$$B_{x\acute{s}r} = \frac{2}{H} \int_0^{H/2} B_x dy.$$

Sposób obliczenia tak zdefiniowanej indukcji $B_{x\acute{s}r}$ można znaleźć w literaturze [4].

Rozkład B_x wzdłuż wysokości uzwojenia może być w pierwszym przybliżeniu uważany za prostoliniowy [4]. Ze względu na określenie $B_{x\acute{s}r}$ należy brać pod uwagę rzeczywistą wysokość uzwojenia H i uwzględniać istnienie kanałów międzycewkowych Δ (rys. 20). Kanały powodują powstanie w obciążonym uzwojeniu osiowej asymetrii amperozwojów, która wywołuje pole poprzeczne. Obok pola poprzecznego, wywołanego zakrzywianiem się linii sił strumienia rozproszenia musimy więc wprowadzić do rozważań pole poprzeczne „od kanałów", które może być przedstawione według metody Knaacka jako pole fikcyjnego uzwojenia krążkowego niesymetrycznego. Łatwo



Rys. 20

ustalić, że indukcje tego pola na końcu i początku p-tej cewki wynoszą odpowiednio (rys. 20):

$$(40)\quad \begin{cases} B_p = B \cdot \dfrac{k_{r\Delta}}{k_r} \cdot \dfrac{\Delta}{a} \cdot \dfrac{n - 2p}{2n}, \\ B'_p = -B \cdot \dfrac{k_{r\Delta}}{k_r} \cdot \dfrac{\Delta}{a} \cdot \dfrac{n + 2(p-1)}{2n}, \end{cases}$$

gdzie $B = \dfrac{4\pi}{10} \cdot \dfrac{\sqrt{2}\, Iz}{H} \cdot k_r$ — indukcja maksymalna pola podłużnego, wytworzona przez własne amperozwoje rozważanego uzwojenia.

$k_{r\Delta} \approx 1 - \dfrac{2(h+\Delta)}{3\pi a}$ — zastępczy współczynnik Rogowskiego dla umyślonego uzwojenia krążkowego niesymetrycznego, określony według wskazówek Knaacka [1].

W przypadku ogólnym obciążenia transformatora trójuzwojeniowego $B_{x\acute{s}r}$ może być przesunięte w fazie względem amperozwojów Iz rozważanego uzwojenia, a więc i względem pola „od kanałów"; taka sytuacja jest niemożliwa przy pracy tylko dwu uzwojeń. Ograniczając się do warunków próby zwarcia, będziemy uważać, że oba pola poprzeczne pozostają w fazie. Wzajemne usytuowanie pól w chwili przechodzenia indukcji przez maksimum przedstawia rys. 20.

Zakładając dla obu pól $B_x = f(x) = \text{const}$ wzdłuż grubości uzwojenia, otrzymamy ten sam warunek dla wypadkowego pola poprzecznego. Przyjęte założenie pozwala — zgodnie z poprzednimi wnioskami — uważać współczynnik strat dodatkowych w uzwojeniu za sumę współczynników, obliczonych w założeniu istnienia tylko pola podłużnego i tylko pola poprzecznego.

Rozważania matematyczne na podstawie rys. 20 pozwalają ustalić wskazaną wyżej drogą wzór na współczynnik strat dodatkowych od pola poprzecznego w obciążonym uzwojeniu

$$(41)\quad \varkappa_x = \frac{n^2 - 1 + \chi_o \cdot \nu^2}{36} \cdot \xi'^4 \left[4 \frac{B_{x\acute{s}r}}{B} \cdot \frac{n(h+\Delta)}{H} \cdot \mu \right]^2,$$

gdzie

$$\mu = 1 - \frac{h}{F(h+\Delta)},$$

$$\nu = \frac{1}{\mu} \left(1 + \frac{n-1}{F} \right),$$

$$F = 4 \frac{a}{\Delta} \cdot \frac{k_r}{k_{r\Delta}} \cdot \frac{B_{x\acute{s}r}}{B} \cdot \frac{nh}{H}.$$

χ_o i ξ' — jak we wzorze (39).

Straty dodatkowe od pola poprzecznego otrzymujemy mnożąc straty podstawowe w rozważanym uzwojeniu przez obliczony według wzoru (41) współczynnik $\varkappa_x$. Dla uzyskania całkowitych strat dodatkowych należy zsumować straty od pola

poprzecznego i pola podłużnego. Te ostatnie obliczymy wyżej wskazanymi metodami.

Wzór (41), jak (39), wyprowadzono w założeniu, że n jest liczbą parzystą. Ponieważ n jest dużą liczbą (rzędu 100), jak również z uwagi na przyjęte założenia upraszczające, można stosować wzory (39) i (41) również do uzwojeń z n nieparzystym.

Kilka obliczeń, wykonanych dla normalnie skonstruowanych uzwojeń, daje wartości strat dodatkowych obliczonych według wzoru (41) tak nieduże, że można ich nie brać pod uwagę bez większej szkody dla dokładności.

Należy podkreślić, że wzór (41) nie może być zastosowany do obliczenia strat od pola poprzecznego, wynikającego z zakrzywiania się linii strumienia rozproszenia i pola wywołanego kanałami międzycewkowymi w uzwojeniu z osiową asymetrią amperozwojów (regulacja napięcia z wyłączaniem zwojów ze środka). Chcąc i w tym wypadku uwzględnić wpływ wspomnianych pól poprzecznych na straty dodatkowe, należałoby stosować do obliczeń wzór na współczynnik strat dodatkowych od pola poprzecznego, wyprowadzony w założeniu jednoczesnego występowania trzech pól poprzecznych: wywołanego zakrzywianiem się lini magnetycznych, pola „od kanałów" i pola spowodowanego wyłączeniem części uzwojenia.

Straty dodatkowe obliczane przy pomocy wzorów, uwzględniających właściwy dla rozważanego przypadku przestrzenny rozkład indukcji pola rozproszenia, dają rezultaty bliższe wynikom doświadczalnym niż uzyskane przez mechaniczne stosowanie wcale nie uniwersalnego wzoru $\frac{m^2 - 0{,}2}{9} \cdot \xi^4$, jednak rozbieżności między obliczeniem a wynikami prób zwarcia, przeprowadzanych w warunkach przemysłowych, są nadal poważne.

Opracowanie bardziej ścisłych metod obliczania strat dodatkowych, dających mniejsze rozbieżności między obliczeniem i pomiarem, wymaga podjęcia poważnych studiów nad rozkładem przestrzennym pola rozproszenia, opartych na skrupulatnych badaniach laboratoryjnych.

LITERATURA

[1] Jezierski E. Transformatory, cz. I, 1949
[2] Gogolewski Z. i Manitius J. Straty dodatkowe w uzwojeniach (Przegl. Elektr., 1948, z. 6, str. 166)
[3] Kopczyński Z. Straty dodatkowe w uzwojeniach transformatorów (Przegl. Elektr., 1938, z. 12, str. 334)
[4] Blankenburg. Die Zusatzverluste von Leitern in Transformatoren unter Berücksichtigung der radialen Streufeldkomponente (Deutsche Elektrotechnik, 1950)
[5] Bułgakow N. J. Rasczot transformatorow (1950)
[6] Liwschitz M. Die Elektrischen Maschinen (1934, III)
[7] Vidmar M. Wirbelstromwärme im Grosstransformatorenkupfer (EuM, 1954)
[8] Ryżik J. M., Gradsztiejn J. S. Tablicy intiegrałow, sum, riadom i proizdienij (1951)

IX

PROF. EUGENIUSZ JEZIERSKI
Katedra Maszyn Elektrycznych
Politechniki Łódzkiej

Zastosowanie teorii transformatora trójuzwojeniowego do niektórych przypadków transformatora dwuuzwojeniowego[1])

621.314.045.53:621.314.045.52

Treść. Przedstawiony jest sposób zastosowania teorii transformatora trójuzwojeniowego do obliczania napięć rozproszenia transformatorów dwuuzwojeniowych, w których uzwojenie kolumny można podzielić na trzy odrębne części. Przy korzystaniu z tej metody uzyskuje się wyniki w sposób prostszy i szybszy niż przy stosowaniu metod klasycznych.

Применение теории трехобмоточного трансформатора к некоторым случаям двухобмоточного. Представлен способ применения этой теории для расчета напряжения рассеяния двухобмоточных трансформаторов, в которых обмотку сердечника можно разделить на три отдельные части. По этому методу можно получить результаты расчета проще и скорее, чем при применении классических методов.

Application of three-winding transformer theory to certain instances of two-winding transformers. Outline of the method of applying the three-winding transformer theory for computing the leakage voltage in two-winding transformers in which the core winding can be divided into three individual parts. This method produces results in a simpler and quicker manner than it is possible by classical methods.

1. Wprowadzenie.

Jak wiadomo [4], w transformatorze trójuzwojeniowym (rys. 1) można każdemu z uzwojeń podporządkować określoną oporność indukcyjną, zależną od wymiarów tego uzwojenia i od jego położenia w stosunku do dwóch uzwojeń pozostałych, a mianowicie:

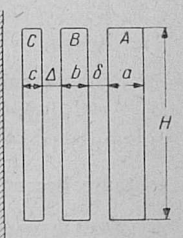
$$(1)\quad \begin{cases} X_a = 7{,}9\, f z_a^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left(\dfrac{a}{3} + \delta + \dfrac{b}{2}\right) \cdot 10^{-8}\ \text{omów}, \\ X_b = 7{,}9\, f z_b^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left(-\dfrac{b}{6}\right) \cdot 10^{-8}\ \text{omów}, \\ X_c = 7{,}9\, f z_c^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left(\dfrac{c}{3} + \Delta + \dfrac{b}{2}\right) \cdot 10^{-8}\ \text{omów}. \end{cases}$$

Oporności te są miarą skojarzenia elektromagnetycznego odpowiedniego uzwojenia ze strumieniem rozproszenia występującym w rozpatrywanym układzie.

Układ zastępczy transformatora trójuzwojeniowego jest oparty na zależności $\hat{I}_1 = -\hat{I}_2 - \hat{I}_3$, co wymaga sprowadzenia wszystkich uzwojeń do wspólnej liczby zwojów.

W niektórych przypadkach transformatorów dwuuzwojeniowych, jak np. w transformatorach z podwójnym uzwojeniem cylindrycznym, przy pewnych układach regulacyjnych, przy układach połączeń Yz itp., jedno z dwóch uzwojeń jest podzielone na dwie części — czyli uzwojenie jednej kolumny jako całość składa się z trzech wyodrębnionych części. Daje to przestrzenny rozkład strumieni rozproszenia podobny do rozkładu w transformatorze trójuzwojeniowym. Wynika z tego, że każdej z trzech części można podporządkować — podobnie jak w transformatorze trójuzwojeniowym — własną oporność indukcyjną.

Podstawą do schematu zastępczego transformatora dwuuzwojeniowego jest zależność $\hat{I}_1 = -\hat{I}_2$, należy więc tu operować również przekładnią 1:1. Wynika stąd związek (z wyjątkiem układu Yz) $z = z' + z''$, gdzie z — liczba zwojów uzwojenia niedzielonego; z' i z'' — liczby zwojów każdej z dwóch części uzwojenia dzielonego. W przypadku, kiedy kierunki prądów w częściach o liczbie zwojów z' i z'' nie są zgodne (co może się zdarzyć np. przy uzwojeniach regulacyjnych), liczbom tym należy przypisać odwrotne znaki.



Rys. 1

Po tym krótkim wprowadzeniu rozpatrzymy kilka konkretnych przypadków.

2. Podwójne uzwojenie cylindryczne (rys. 2).

$$X_{a''} = 7{,}9\, f z''^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(\frac{a''}{3} + \delta + \frac{a}{2}\right) \cdot 10^{-8}\ \text{omów},$$

$$X_a = 7{,}9\, f z^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(-\frac{a}{6}\right) \cdot 10^{-8}\ \text{omów},$$

$$X_{a'} = 7{,}9\, f z'^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(\frac{a'}{3} + \Delta + \frac{a}{2}\right) \cdot 10^{-8}\ \text{omów}.$$

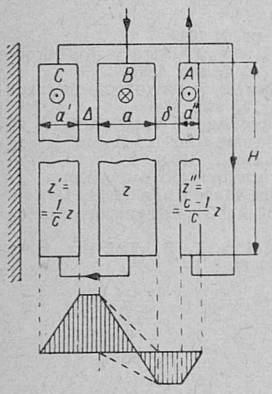
Wprowadzając oznaczenie $c = \frac{z}{z'}$, skąd

$$z' = \frac{1}{c} z; \quad z'' = \frac{c-1}{c} z,$$

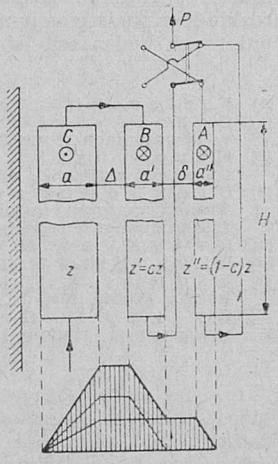
[1]) Por. Jezierski E. i Kopczyński Z. Transformator trójuzwojeniowy (PE, 1952, z. 5/6, str. 185—190). Praca niniejsza jest rozwinięciem tego artykułu.

otrzymamy oporność indukcyjną całkowitą (oporność zwarcia)

$$(2)\quad \begin{cases} X_z = X_a + X_{a'} + X_{a''} = \\ = 7{,}9\, f \dfrac{z^2}{c^2} \dfrac{l_{śr}}{H} k \left[\dfrac{a'}{3} + \Delta + a\left(1 - c + \dfrac{c^2}{3}\right) + \right. \\ \left. + (c-1)^2 \left(\dfrac{a''}{3} + \delta\right)\right] \cdot 10^{-8} \text{ omów.} \end{cases}$$



Rys. 2



Rys. 3

3. Uzwojenie regulacyjne (rys. 3).

$$X_{a''} = 7{,}9\, f z''^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(\frac{a''}{3} + \delta + \frac{a'}{2}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów},$$

$$X_{a'} = 7{,}9\, f z'^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(-\frac{a'}{6}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów},$$

$$X_a = 7{,}9\, f z^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(\frac{a}{3} + \Delta + \frac{a'}{2}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów}.$$

Po wprowadzeniu oznaczenia $c = \dfrac{z'}{z}$, skąd

$$z' = cz \quad \text{i} \quad z'' = (1-c)\, z,$$

otrzymamy wyrażenie na oporność zwarcia:

$$(3)\quad \begin{cases} X_z = X_a + X_{a'} + X_{a''} = \\ = 7{,}9\, f z^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left[\dfrac{a}{3} + \Delta + a'\left(1 - c + \dfrac{c^2}{3}\right) + \right. \\ \left. + (1-c)^2 \left(\delta + \dfrac{a''}{3}\right)\right] \cdot 10^{-8} \text{ omów}. \end{cases}$$

Przy przełączniku w położeniu lewym kierunek prądu w uzwojeniu a'' ulega odwróceniu. Wtedy (zachowując nadal przekładnię 1:1) $z' > z$ czyli $c = \dfrac{z'}{z} > 1$. Postać wzoru na X_z pozostanie bez zmiany.

4. Układ z uzwojeniem wtórnym połączonym w zygzak.

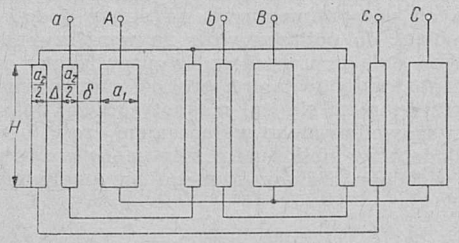
Wychodzimy tu również z przekładni fazowej 1:1. Przy takim założeniu każda z połówek zygzaka winna zawierać $\dfrac{z}{\sqrt{3}}$ zwojów, gdzie z — liczba zwojów uzwojenia pierwotnego, połączonego zwykle w gwiazdę (rys. 4). Prądy uzwojeń pierwotnego i wtórnego przy przekładni 1:1 są równe co do wartości (pomijając prąd stanu jałowego).

Rozważania nasze przeprowadzimy na układzie połączeń *Yz11*, rozpatrując jedną fazę, np. *B*, *b*. Schemat połączeń odpowiadający temu układowi jest podany na rys. 4; rys. 5 przedstawia wykres wskazowy sił elektromotorycznych i prądów strony pierwotnej i wtórnej. Siły elektromotoryczne uzwojeń połówkowych zygzaka są oznaczone za pomocą znaczka '.

Uzwojenie każdej z kolumn składa się z trzech części: uzwojenia pierwotnego (wysokiego napięcia) i z dwóch połówek zygzaka — wewnętrznej i skrajnej. Stosując oznaczenia jak na rys. 4 możemy napisać wyrażenia na oporność indukcyjną każdej z tych części:

$$(4)\quad \begin{cases} X_p = 7{,}9\, f z^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left(\dfrac{a_1}{3} + \delta + \dfrac{a_2}{4}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów (uzwojenie pierwotne)}, \\ X_w = 7{,}9\, f \left(\dfrac{z}{\sqrt{3}}\right)^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left(-\dfrac{a_2}{12}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów (połówka wewnętrzna zygzaka)}, \\ X_{sk} = 7{,}9\, f \left(\dfrac{z}{\sqrt{3}}\right)^2 \dfrac{l_{śr}}{H} k \left(\dfrac{a_2}{6} + \Delta + \dfrac{a_2}{4}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów (skrajna połówka zygzaka)} \end{cases}$$

Na uzwojenie fazowe zygzaka składają się dwie połączone ze sobą przeciwsobne połówki — wewnętrzne i skrajna, osa-



Rys. 4

dzone na różnych kolumnach. Napięcie fazowe zygzaka możemy wyrazić zależnością

$$(5)\quad \hat{U}_b = -\hat{E}_b + \hat{I}_b\,[(R_w + R_{sk}) + j\,(X_w + X_{sk})],$$

gdzie $\hat{E}_b = \hat{E}_b' - \hat{E}_c' = \hat{E}_B \cdot e^{j\frac{\pi}{6}}$ jest siłą elektromotoryczną fazową fazy *b* (rys. 5).

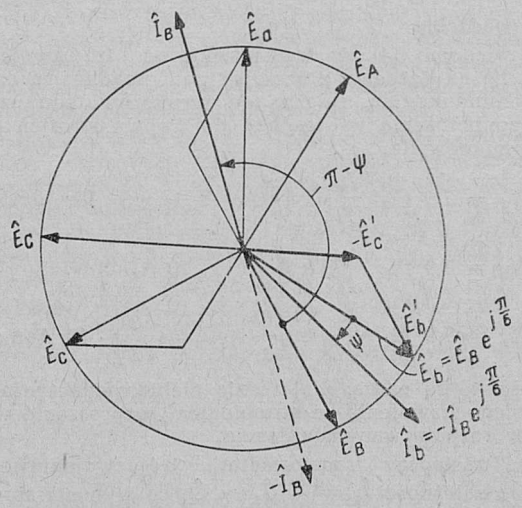
Z wykresu na rys. 5 wynika ponadto, że $\hat{I}_b = -\hat{I}_B \cdot e^{j\frac{\pi}{6}}$. Po podstawieniu otrzymamy

$$\hat{U}_b = -\hat{E}_B \cdot e^{j\frac{\pi}{6}} - \hat{I}_B \cdot e^{j\frac{\pi}{6}}\,[(R_w + R_{sk}) + j\,(X_w + X_{sk})].$$

Równanie napięciowe dla strony pierwotnej:

$$(6)\quad \hat{U}_B = -\hat{E}_B + \hat{I}_B\,(R_p + jX_p).$$

W równaniach (5) i (6) R_w, R_{sk} i R_p oznaczają oporności czynne odpowiednich części uzwojenia *).



Rys. 5

Ze względu na obrany układ połączeń (*Yz11*) układ wskazów strony wtórnej (wskazów sił elektromotorycznych i prądów) wyprzedza w fazie układ wskazów strony pierwotnej o kąt 11 godz. = 330°. By przy zygzaku określić geometryczną różnicę napięć strony pierwotnej i wtórnej, równą całkowitej stracie napięcia w transformatorze, należy doprowadzić do pokrycia się wskazów sił elektromotorycznych $\hat{E}_b$ i $\hat{E}_B$ cofając np. układ wskazów strony wtórnej o kąt 30°. Po te-

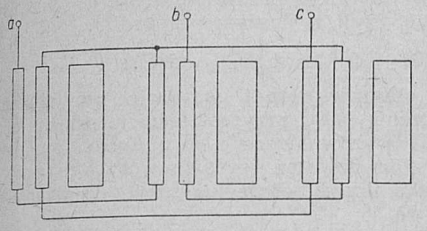
*) Na rys. 5 wskazy napięć $\hat{U}_b$ i $\hat{U}_B$ nie są zaznaczone.

kim obrocie równanie napięciowe strony wtórnej przybierze postać

$$\hat{U}_b e^{-j\frac{\pi}{6}} = -\hat{E}_B - \hat{I}_B [(R_w + R_{sk}) + j (X_w + X_{sk})].$$

Całkowita strata napięcia wyniesie

$$\hat{U}_B - \hat{U}_b e^{-j\frac{\pi}{6}} = \hat{I}_B [(R_p + R_w + R_{sk}) + j (X_p + X_w + X_{sk})].$$



Rys. 6

Oporność indukcyjna występująca w nawiasie jest opornością rozproszeniową zwarcia naszego układu:

$$X_z = X_p + X_w + X_{sk}.$$

Podstawiając do tego równania wartości oporności wyznaczone poprzednio (4), otrzymamy

$$(7) \quad X_z = 7{,}9\, fz^2 \frac{l_{śr}}{H} k \left(\frac{a_1}{3} + \delta + \frac{a_2}{3} + \frac{\Delta}{3} + \frac{a_2}{36}\right) \cdot 10^{-8} \text{ omów}.$$

Przedstawiony sposób wyznaczenia oporności rozproszenia układu z uzwojeniem wtórnym połączonym w zygzak ma tę zaletę w stosunku do sposobów podawanych np. przez Richtera lub Vidmara [1, 2], że jest bardziej bezpośredni, nie wymaga bowiem wprowadzania fikcyjnych uzwojeń lub fikcyjnych prądów. Ponadto przytoczona metoda pozwala wnioskować o skutkach niewłaściwego skojarzenia połówek przy montażu. Jeżeli np. przy montażu połączono uzwojenia jak na rys. 6, wtedy oporności rozproszeniowe zwarcia poszczególnych faz będą się miały do siebie w następującym stosunku:

$$(8) \quad \begin{cases} X_{zA} : X_{zB} : X_{zC} = (X_p + 2X_{sk}) : (X_p + 2X_w) : \\ : (X_p + X_w + X_{sk}) = \left[\left(\frac{a_1}{3} + \delta + \frac{a_2}{3}\right) + \frac{2}{3}\Delta + \right. \\ \left. + \frac{7}{36} a_2\right] : \left[\left(\frac{a_1}{3} + \delta + \frac{a_2}{3}\right) - \frac{5}{36} a_2\right] : \\ : \left[\left(\frac{a_1}{3} + \delta + \frac{a_2}{3}\right) + \frac{1}{3}\Delta + \frac{1}{36} a_2\right]. \end{cases}$$

Jak można łatwo przekonać się, różnice w opornościach nie są znaczne. Nie odbiją się one w sposób widoczny na normalnej pracy transformatora, natomiast przy próbie zwarcia mogą być przyczyną kilkoprocentowej różnicy we wskazaniach amperomierzy.

LITERATURA

[1] Richter R. Die Transformatoren, 1932
[2] Vidmar M. Der Transformator im Betrieb, 1927
[3] Falk L. Kurzschlusspannung u. Spannungsabfall in Dreiwicklungstransformatoren (ETZ, 1928, str. 1209; 1929, str. 1231 i 1265)
[4] Jezierski E. i Kopczyński Zb. Transformator trójuzwojeniowy (PE, 1952, str. 185)

X

KAND. N. T. INŻ. MICHAŁ JABŁOŃSKI
Katedra Maszyn Elektrycznych Politechniki Łódzkiej

Wytyczne obliczania uzwojenia wyrównawczego w transformatorze

621.314.045.53:621.3.045.54.001.2

Treść. Autor precyzuje cel, któremu służy uzwojenie wyrównawcze połączone w trójkąt przy uzwojeniach roboczych Yy: przy pracy symetrycznej dostarczenie harmonicznych prądu rzędu 3(2 n-1), a podczas obciążenia punktu zerowego — prowadzenie prądu składowej zerowej. Na tym tle autor poddaje analizie czas służby izolacji uzwojenia wyrównawczego w transformatorze na 110/30 kV przy sieci 110-kilowoltowej bezpośrednio uziemionej, a sieci 30-kilowoltowej skompensowanej oraz omawia wytrzymałość mechaniczną uzwojenia wyrównawczego. Dochodzi do wniosku, że w powyższych warunkach wystarczy uzwojenie wyrównawcze o mocy 0,1. P_n.

Указания по расчету уравнительной обмотки трансформатора. Предназначение уравнительной обмотки соединенной треугольником при рабочих обмотках Yy в случае симметричной нагрузки доставлять гармонические составляющие тока порядка 3 (2n—1), а в случае нагружения нулевой точки — пропускать ток нулевой составляющей. Анализ срока службы изоляции уравнительной обмотки в трансформаторе для 110/30 кв в случае непосредственно заземленной сети 110 кв и компенсированной сети 30 кв. Механическая прочность уравнительной обмотки. Заключительный вывод: в указанных условиях достаточна уравнительная обмотка мощностью 0,1 P_n.

Outlines for computing transformer equalising windings. The purpose of delta connected equalising windings in the case of Yy working windings: in instances of symmetrical work — for supplying current harmonics of the order 3(2 n-1), and in instances of loaded neutral point for carrying the zero sequence component of current. Analysis of the life of equalising winding insulation in a 110/30 kV transformer working in a direct earthed 110 kV system and in a compensated 30 kV system. Mechanical strength of equalising windings. Conslusion: an equalising winding of 0,1 . P_n is adequate for work under the conditions referred to.

1. Uwagi ogólne i kryteria obliczeniowe.

Aby określić wytyczne do obliczania uzwojenia wyrównawczego trzeba przede wszystkim sprecyzować cel, któremu uzwojenie ma służyć. Uzwojenie wyrównawcze połączone w trójkąt stosuje się w przypadku układu Yy uzwojeń roboczych, w których punkt zerowy (lub punkty zerowe) może być obciążony prądem. Trójkątowe uzwojenie wyrównawcze wchodzi w grę najczęściej w przypadku dużych jednostek, łączących sieci o przesunięciu godzinowym 0. Prąd w obwodzie uzwojenia wyrównawczego równy jest przy tym trzeciej części prądu punktu zerowego (ewentualnie trzeciej części sumy geometrycznej prądów płynących jednocześnie przez obydwa punkty zerowe uzwojeń gwiazdowych) *).

Prąd płynący w zamkniętym obwodzie trójkąta jest, zgodnie z teorią składowych symetrycznych, prądem kolejności zerowej. Oporność bierna dla prądu składowej zerowej X_o jest w danym przypadku z bardzo dużym przybliżeniem równa oporności biernej zwarcia między uzwojeniem roboczym, w którym płynie prąd składowej zerowej, a uzwojeniem trójkąta wyrównawczego. Rolą trójkąta jest tu zmniejszenie oporności X_o, która w transformatorze z układem Yy bez trójkąta jest duża.

Uzwojenie wyrównawcze, które normalnie umieszcza się zgodnie z rys. 1 bezpośrednio przy rdzeniu, wypiera strumień kolejności zerowej z rdzenia i przez to nie tylko zmniejsza wartość X_o, lecz również zapobiega zjawiskom nasycenia żelaza. Przy braku trójkąta nasycenie to występuje pod wpływem nakładania się znacznego strumienia kolejności zerowej na strumień główny. Na przykład, w skrajnym przypadku układu przedstawionego na rys. 2a przy jednofazowym zwarciu z ziemią i nie uwzględnianiu oporności czynnych sumowanie się strumienia kolejności zgodnej i kolejności zerowej powoduje przedstawione na rys. 2b zniknięcie strumienia w kolumnie fazy zwartej (A) i wzrost jego ($\sqrt{3}$-krotny) w kolumnach faz pozostałych (B i C). Z takim zjawiskiem wiąże się bardzo znaczne nasycenie i duży pobór prądu przy nieliniowej oporności, a w konsekwencji odkształcenie prądu i napięcia od sinusoidy.

Rola trójkąta nie ogranicza się jednak do zmniejszania wartości strumienia składowej zerowej, a więc i X_o oraz do wypierania strumienia składowej zerowej z rdzenia. Drugim ważnym zadaniem trójkąta jest zamknięcie obwodu dla prądów wyższych harmonicznych rzędu $3 \cdot (2n - 1)$, gdzie n oznacza kolejne wartości ciągu liczb naturalnych. Harmoniczne te są potrzebne przede wszystkim dla samego transformatora do magnesowania rdzenia. W przypadku rdzenia 5-kolumnowego lub układu trzech transformatorów jednofazowych zastosowanie trójkąta jest wręcz konieczne.

*) Powyższe stwierdzenie dotyczy, oczywiście, prądów sprowadzonych do tej samej liczby zwojów — zarówno dla uzwojeń roboczych, jak i dla trójkąta.

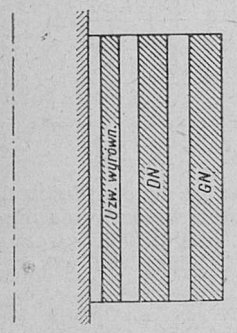
Podstawowe kryteria, które wysuniemy przy obliczaniu uzwojenia wyrównawczego, są następujące:

a) odpowiednia wytrzymałość mechaniczna uzwojenia na siły, które mogą w nim wystąpić;

b) równomierne starzenie się izolacji uzwojeń roboczych i uzwojenia wyrównawczego.

2. Analiza warunków pracy przy normalnym symetrycznym obciążeniu.

Podczas normalnej pracy symetrycznej punkty zerowe uzwojeń roboczych nie są obciążone prądem. Przez uzwojenie trójkąta wyrównawczego płyną jedynie wspomniane już wyżej prądy wyższych harmonicznych. Najważniejsza z nich — trzecia harmoniczna — może wynosić przy przeciętnie spotykanych indukcjach ok. 40% wartości skutecznej prądu magnesującego, a więc w dużym transformatorze ok. 1 ÷ 2% prądu znamionowego. Udział trzeciej harmonicznej (i innych rzędu $3\cdot[2n—1]$) w prądzie obciążenia, jeśli sieć może te harmoniczne z transformatora pobrać, bywa niewielki, gdyż prąd obciążenia — szczególnie w dużych jednostkach na sieciach przesyłowych — jest zwykle praktycznie sinusoidalny.



Rys. 1. Układ uzwojeń na rdzeniu transformatora

Tak więc można uznać, że łączny prąd wyższych harmonicznych I_{wh} wymienionego wyżej rzędu, pobierany przez transformator i zasilaną przezeń sieć, a dostarczany przez uzwojenie trójkątowe, nie przekracza 2÷4% wartości I_n. Dla pewności przyjmujemy do obliczeń większą z tych liczb, czyli 4%. Rozważmy, jakie skutki powoduje obciążenie trójkąta wyrównawczego takim prądem na tle normalnej pracy transformatora. Siły, które powstają w uzwojeniach, są w tych warunkach tak małe, że można je pominąć, wystarczy więc rozważenie strony cieplnej zagadnienia.

Zgodnie ze wzorem Montsingera [1]

$$\tau = 7{,}154 \cdot 10^4 \cdot e^{-0{,}0865 \cdot t}, \tag{1}$$

gdzie τ — czas służby izolacji wyrażony w latach,

t — temperatura najgorętszego punktu (°C),

dwudziestoletni okres służby izolacji transformatora występuje wtedy, kiedy temperatura punktu gorącego $t = 95^0$C (ściślej 94,5°C). Przyjmując dla tego przypadku wypadkową dla całorocznej pracy temperaturę otoczenia 15°C [7], otrzymujemy przyrost temperatury uzwojeń względem otoczenia 80°C. Przy przeciętnie spotykanym przyroście temperatury uzwojeń względem oleju 20°C na przyrost temperatury oleju w górnej warstwie pozostaje 60°C. Te właśnie liczby przyjmiemy za podstawę do dalszego rozumowania, biorąc pod uwagę zbliżone do znamionowego obciążenie transformatora, przy czym temperatura otoczenia 15°C stanowi nie średnią roczną temperaturę powietrza w naszych warunkach, lecz pewną temperaturę wypadkową, uwzględniającą ciężkie warunki pracy izolacji w czasie upałów letnich i dogodne warunki pracy w okresie jesienno-zimowym (szczytowy okres obciążenia) [7].

Podczas normalnej pracy w uzwojeniu wyrównawczym płynie jedynie omawiany wyżej prąd wyższych harmonicznych, oceniany przez nas na maksimum 4% I_n. Gdyby uzwojenie wyrównawcze było obliczone jedynie na 10% mocy transformatora, to płynący w nim prąd wyższych harmonicznych nie przekraczałby $\frac{4{,}0\%}{10\%} \cdot 100\% = 40\%$ znamionowego prądu trójkąta.

Zakładając, że uzwojenie wyrównawcze jest tak zaprojektowane, aby jego prąd znamionowy powodował przyrost temperatury między uzwojeniem a olejem ok. 20°C, można uznać, że 40-procentowe trwałe obciążenie trójkąta da przyrost temperatury proporcjonalny do straty mocy w potędze 0,8, a więc do prądu w potędze 1,6, czyli w naszym przypadku:

$$\Delta t = 20^\circ \cdot 0{,}4^{1{,}6} = 4{,}6^\circ\text{C} \approx 5^\circ\text{C}.$$

Jako temperaturę oleju w górnej warstwie przyjęliśmy wyżej 75°C (15°C otoczenie; 60°C przyrost temperatury oleju). Temperatura uzwojenia wyrównawczego w punkcie gorącym wyniesie zatem 80°C. Dla uzwojeń wyrównawczych o mocy większej niż 0,1 P_n taka liczba będzie już zawierała w sobie bardzo ostrożną rezerwę.

Gdyby praca ciągła transformatora odbywała się bez żadnych zakłóceń w podanych wyżej warunkach, to czas służby izolacji 10-procentowego uzwojenia wyrównawczego wyniósłby zgodnie ze wzorem (1):

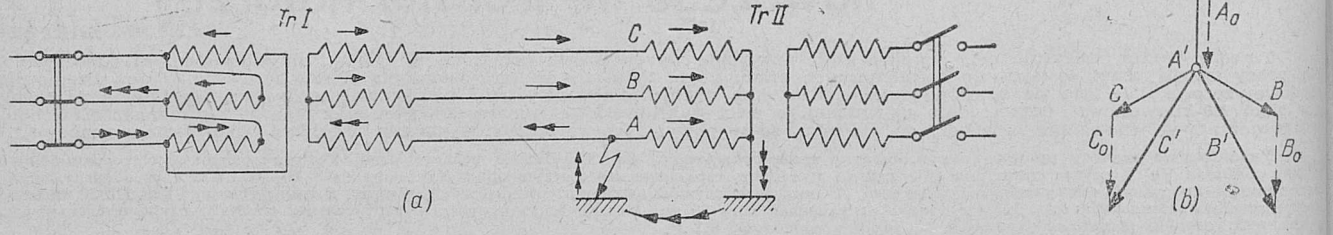
$$\tau = 7{,}154 \cdot 10^4 \cdot e^{-0{,}0865 \cdot 80} = 71{,}5 \text{ lat}.$$

W ciągu 20 lat takiej pracy izolacja trójkąta wyrównawczego zużyłaby się więc jedynie w 28%. Pozostałe 72% można przewidzieć na zużycie podczas stanów zakłóceniowych, gdy w uzwojeniu trójkąta wyrównawczego płynie prąd składowej zerowej powodując wzrost jego temperatury.

3. Analiza warunków pracy w stanach awaryjnych.

Ograniczenie zakresu rozważań. Jest to potrzebne, istnieje bowiem co najmniej kilkanaście alternatyw układów sieciowych, które należałoby rozpatrzyć, aby móc wyciągnąć wnioski ogólne [3].

Zatrzymamy się tu na najważniejszym w naszych warunkach przypadku transformatora na 110/30 kV, przy czym sieć



Rys. 2. Jednobiegunowe zwarcie z ziemią w przypadku pojedynczego uziemienia układu na transformatorze Yy bez trójkąta wyrównawczego

(*a*) schemat układu (w. transf. II wyłącznie prąd kolejności zerowej; w transf. I wyłącznie prąd kolejności zgodnej i przeciwnej)
(*b*) wykres wskazowy strumienia w kolumnie podczas jednobiegunowego zwarcia z ziemią, jak na schemacie (*a*)
A, B, C, — wskazy strumienia w układzie symetrycznym; *A', B', C'* — wskazy strumienia w stanie zwarcia fazy *A*; A_o, B_o, C_o — wskazy strumienia składowej zerowej

110-kilowoltowa ma bezpośrednie uziemienie punktu zerowego, a sieć 30-kilowoltowa jest skompensowana cewkami gaszkowymi. Przesunięcie godzinowe między sieciami wynosi 0, a więc transformator przewiduje się w układzie Yy0, w tym zaś właśnie układzie pożądany jest trójkąt wyrównawczy.

Obecnie uznaje się [5], że na tej samej jednostce nie zaleca się jednocześnie uziemiać jeden punkt zerowy, a do drugiego przyłączać dławik gaszący. Rozpatrzymy więc działanie naszego transformatora kolejno:

a) przy bezpośrednim uziemieniu punktu zerowego GN a izolowaniu punktu zerowego DN;

b) przy uziemieniu przez dławik gaszący punktu zerowego DN, a izolowaniu punktu zerowego GN.

Rozmieszczenie uzwojeń na rdzeniu jest zgodne z rys. 1. Napięcia zwarcia wynoszą w stosunku do mocy znamionowej transformatora — jak w transformatorze trójuzwojeniowym [6] — dla pary GN—DN 10,5%, dla DN—W ok. 5%, dla GN—W ok. 16% *).

W dużych transformatorach przesyłowych, które są normalnie obciążone całkowicie symetrycznie, prąd składowej zerowej pojawia się zasadniczo tylko podczas jedno- lub dwubiegunowego zwarcia z ziemią. Aby znaleźć wartość prądu

*) Mniejsza niż przewiduje norma wartość napięcia zwarcia w stosunku do uzwojenia trójnego (wyrównawczego) powodowana jest małym wymiarem promieniowym tego uzwojenia.

składowej zerowej podczas takiego zwarcia, należałoby w każdym konkretnym przypadku przeanalizować cały układ sieciowy i uwzględnić oporność źródeł, transformatorów, dławików i linii. Dla dużego transformatora przesyłowego najczęściej można jednak uprościć zagadnienie przyjmując, że zasila go sieć sztywna, a zwarcie odbywa się bezpośrednio na zaciskach wtórnych. Wyniki otrzymane przy takim założeniu są na ogół większe od rezultatów uzyskiwanych przy rozpatrzeniu całej sieci rozgałęzionej. Wzory na prąd składowej zerowej w przypadku zwarcia za transformatorem przy sztywnej sieci zasilającej są następujące: przy jednobiegunowym zwarciu z ziemią

$$\hat{I}_o = \frac{\hat{U}_f}{2\hat{Z}_1 + \hat{Z}_o}, \tag{2}$$

przy dwubiegunowym zwarciu z ziemią

$$\hat{I}_o = \frac{\hat{U}_f}{\hat{Z}_1 + 2\hat{Z}_o}, \tag{3}$$

gdzie $\hat{Z}_1$ — oporność zwarcia między uzwojeniami roboczymi,

$\hat{Z}_o$ — oporność dla składowej zerowej prądu,

$\hat{U}_f$ — napięcie fazowe sieci zasilającej.

(a) Przypadek bezpośredniego uziemienia punktu zerowego GN. Pomijając oporności czynne, co dla dużego transformatora jest całkowicie uzasadnione, przeprowadzimy rachunek na wartościach procentowych poszczególnych wielkości:

$$z_o \approx x_o = 16\%; \qquad z_1 \approx x_1 = 10{,}5\%;$$

przy jednobiegunowym zwarciu z ziemią będzie wówczas:

$$i_o = \frac{100\%}{2 \cdot 10{,}5\% + 16\%} \cdot 100\% = 270\%,$$

przy dwubiegunowym zwarciu z ziemią:

$$i_o = \frac{100\%}{10{,}5\% + 2 \cdot 16\%} \cdot 100\% = 235\%.$$

Jednobiegunowe zwarcie z ziemią jest więc w naszym przypadku groźniejsze. Przy rozważaniu obciążenia uzwojenia wyrównawczego składową zerową prądu można, oczywiście, nie brać pod uwagę płynącego w obwodzie trójkąta prądu wyższych harmonicznych.

Każde uzwojenie — szczególnie przy jednakowej jego wysokości z uzwojeniami pozostałymi — można dostępnymi środkami konstrukcyjnymi wykonać tak, aby wytrzymywało 30-krotny prąd znamionowy. Znajduje to odbicie w normie PNE 33/47 § 63.

Uzwojenie wyrównawcze powinno więc mieć tę samą wysokość, co uzwojenia robocze; przy normalnym wykonaniu tego uzwojenia można przewidzieć bezpośrednie nawinięcie na sztywnej tulei z papieru bakielizowanego i zmocowanie klejonymi i „nitowanymi" wstawkami końcowymi z odcinków tulej o odpowiedniej grubości. Przy takiej konstrukcji można uznać, że uzwojenie wyrównawcze wytrzyma bez szkody, zgodnie z przepisami, 3000% swego prądu znamionowego (znosząc również uderzenie prądu w stanie nieustalonym). W danym więc przypadku można bez obawy uszkodzenia mechanicznego podczas zwarcia zmniejszyć moc uzwojenia wyrównawczego w stosunku $\frac{270\%}{3000\%} = 0{,}09$ w porównaniu z mocą uzwojeń roboczych.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa i pewności pracy podniesiemy dolną granicę mocy uzwojenia wyrównawczego do 10% P_n i tą liczbą będziemy operować w dalszym rozumowaniu. Przy takiej mocy uzwojenia wyrównawczego, wykonywanego zazwyczaj na napięcie 3 ÷ 10 kV (najczęściej ok. 6 kV), można je jeszcze nawinąć jednym drutem w postaci jednowarstwowej ciągłej spirali nawet w wielkich transformatorach rzędu 25 MVA. Takie wykonanie, nie mające ani podziału na cewki, ani łączeń lub przejść i zapleceń gałęzi równoległych, jest mocne i pewne szczególnie przy wspomnianym już bezpośrednim nawinięciu spirali na sztywnej tulei. Jednocześnie chłodzenie uzwojenia jest dobre, nawet przy bezpośrednim nawinięciu spirali na tulei.

Rozważmy teraz stronę cieplną omawianego przypadku. Maksymalna temperatura, którą — jak się uznaje — izolacja uzwojeń może jeszcze znieść podczas zwarcia, wynosi 200÷250°C [4, str. 264]. Sprawdźmy, jak długo może trwać jednobiegunowe zwarcie z ziemią, aby uzwojenie wyrównawcze osiągnęło temperaturę 200°C. Czas ten obliczymy z zależności:

$$\tau_{sek} = \frac{\ln \frac{234{,}5 + t}{234{,}5 + t_o}}{0{,}205 \cdot 10^{-4} \cdot k \cdot j^2}, \tag{4}$$

gdzie τ — czas (sek), po którym uzwojenie osiągnie temperaturę t,

t — temperatura końcowa, w danym przypadku 200°C,

t_o — temperatura początkowa, w danym przypadku 80°C,

k — współczynnik strat dodatkowych w uzwojeniu wyrównawczym (przyjmijmy średnio 1,15),

j — gęstość prądu podczas zwarcia w (A/mm²).

Można uznać, że przy obliczaniu 10-procentowego uzwojenia wyjściową gęstością było 3,3 A/mm². Przy jednobiegunowym zwarciu z ziemią gęstość wyniesie zatem (w 10-procentowym uzwojeniu wyrównawczym) $j = 3{,}3 \cdot \frac{270}{10} = 89$ A/mm².

Podstawiając powyższe wartości do wzoru (4) otrzymujemy $\tau = 1{,}73$ sek. Czas wyłączania zwarcia w nowoczesnym układzie sieciowym na ogół nie przekracza 0,8 sek, jeśli więc nawet po samoczynnym powtórnym załączeniu nastąpiło po raz drugi wyłączenie utrzymującego się zwarcia, to łączny czas jego trwania nie przekracza 1,6 sek, pozostaje więc jeszcze niewielka rezerwa, aby temperatura nie przekraczała maksymalnej dopuszczalnej granicy.

Sprawdźmy teraz, w jakim stopniu zestarzeje się izolacja uzwojenia wyrównawczego w powyższych warunkach. Temperaturę, którą uzwojenie osiągnie po zwarciu trwającym 1,6 sek, znajdziemy przekształcając wzór (4):

$$t = (234{,}5 + t_o)\, e^{0{,}205 \cdot 10^{-4} \cdot \tau \cdot k \cdot j^2} - 234{,}5. \tag{4a}$$

Podstawiając tu $\tau = 1{,}6$ sek, $t_o = 80$°C, $k = 1{,}15$, $j = 89$ A/mm² (jak poprzednio), otrzymujemy $t = 190$°C.

Procentowe zestarzenie się izolacji S po takim zwarciu znajdujemy ze wzoru uproszczonego:

$$S = 1{,}58 \cdot 10^{-2} \frac{2\,T_u}{325600 \text{ min/rok}} \cdot \frac{e^{0{,}0865 \cdot t} - e^{0{,}0865 \cdot t_o}}{t - t_o}, \tag{5}$$

gdzie: T_u — stała czasu uzwojenia w minutach (założymy $T_u = 5$ min),

t — temperatura osiągnięta podczas zwarcia (w naszym przypadku 190°C),

t_o — temperatura wyjściowa (w naszym przypadku 80°C).

Podstawiając odpowiednie liczby otrzymujemy $S = 0{,}038 \approx 0{,}04\%$. Ponieważ na podstawie poprzednich rozważań na stany zaburzeń i uszkodzeń pozostało 72% okresu służby izolacji uzwojenia wyrównawczego, więc zwarć takich, jak omawiane, uzwojenie mogłoby wytrzymać $\frac{72}{0{,}04} = 1800$, czyli 90 rocznie, co przekracza znacznie zdarzającą się liczbę zwarć. Można zatem stwierdzić, że czas służby izolacji nawet 10-procentowego uzwojenia wyrównawczego jest w przypadku a) jeszcze znacznie większy niż izolacji uzwojeń roboczych, a dolną granicę jego mocy określa wytrzymałość mechaniczna.

(b) Przypadek izolowanego punktu zerowego po stronie 110 kV (punkt zerowy po stronie 30 kV uziemiony przez dławik gaszący). Kontrola zapisów zakłóceniowych w jednym z polskich układów sieciowych 30-kilowoltowych, skompresowanymi dławikami gaszącymi, wykazała, że przypadki jedno- lub półtoragodzinowego działania dławika są wręcz wyjątkowe. Częściej — nawet po kilka razy w miesiącu — trafia się krótkie, kilku- lub kilkunastuminutowe działanie dławika. Postąpimy z bardzo dużą ostrożnością, jeśli uznamy, że na każdy miesiąc ciągłej pracy transformatora przypada 1½ godz. zastępczej ciągłej pracy dławika gaszącego, a więc i uzwojenia wyrównawczego *). Dla uproszcze-

*) Obliczanie trójkątowego uzwojenia wyrównawczego i obliczanie dławika gaszącego różnią się w sposób bardzo istotny. Dławik ma swój własny olej w ilości dobranej do wielkości samego dławika, a powierzchnia chłodząca ma wymiary odpowiednio do strat w dławiku; w transformatorze natomiast ilość oleju i powierzchnia chłodząca są znacznie większe, a straty w uzwojeniu wyrównaw-

nia przyjmiemy przy tym (ze względu na małą stałą czasową uzwojeń), że w ciągu tego czasu przyrost temperatury uzwojenia wyrównawczego w stosunku do oleju jest ustalony. Dla przypadku znamionowego obciążenia uzwojenia wyrównawczego przyjęliśmy już poprzednio ten przyrost jako 20°C.

Za punkt wyjścia przyjmujemy, jak poprzednio, 10-procentową moc uzwojenia wyrównawczego, natomiast moc dławika gaszącego przyjmiemy zgodnie z uznawanymi obecnie wytycznymi jako 0,2 P_n *). Sprawdzimy, w jakim stopniu wzrastają straty i temperatura oleju, gdy na tle znamionowego obciążenia transformatora wystąpi jednofazowe zwarcie z ziemią po stronie sieci skompensowanej (czyli po stronie DN). Podczas jednobiegunowego skompensowanego zwarcia z ziemią na obciążenie symetryczne nakłada się prąd składowej zerowej. Prąd kolejności zerowej płynie w uzwojeniu DN i wyrównawczym.

Przeciętnie spotykany stosunek podziału strat między uzwojenie GN i DN wyraża się jako 55 : 45; podobny stosunek występowałby między uzwojeniami DN i wyrównawczym, gdyby było ono 100-procentowe. Przy 10-procentowym uzwojeniu wyrównawczym jego oporność czynna jest 10-krotnie większa od oporności uzwojenia 100-procentowego. Przy obciążeniu tego „małego uzwojenia" prądem, odpowiadającym mocy znamionowej transformatora, straty, które w nim wystąpią będą również 10-krotnie większe niż w przypadku uzwojenia 100-procentowego. Straty w uzwojeniu DN pod wpływem prądu znamionowego wynoszą, jak to wynika z przyjętego przez nas stosunku 0,45 ΔP_{cu}; w 10-procentowym uzwojeniu wyrównawczym straty przy prądzie odpowiadającym całej mocy transformatora wyniosłyby $0{,}45\ \Delta P_{cu} \cdot \frac{45}{55} \cdot 10 = 3{,}7\ \Delta P_{cu}$, a więc 20-procentowy prąd składowej zerowej spowoduje straty

$$(0{,}45\ \Delta P_{cu} + 3{,}7\ \Delta P_{cu}) \cdot 0{,}2^2 = 0{,}166\ \Delta P_{cu}.$$

Łączne straty w miedzi podczas jednobiegunowego zwarcia z ziemią wynoszą

$$(1{,}00 + 0{,}166)\ \Delta P_{cu} = 1{,}166\ \Delta P_{cu},$$

a więc w porównaniu ze znamionowym symetrycznym odbciążeniem następuje wzrost strat o 16,6%. Ponieważ straty w miedzi stanowią w dużym transformatorze przeciętnie 72% strat całkowitych, więc całkowite straty wzrosną podczas zwarcia o 12%. Przyrost temperatury oleju jest proporcjonalny do strat mocy w potędze 0,8, wzrośnie on zatem w stosunku $\left(\frac{112}{100}\right)^{0,8} = 1{,}096$ czyli z 60° na ok. 66°. Stała czasu transformatora (a raczej oleju transformatora) wynosi przeciętnie 3 godziny. W ciągu 1,5 godz., czyli połowy stałej czasu, przyrost wyniesie ok. 40% wartości całkowitej, a więc w naszym przypadku ok. 2,5°C. Aby uwzględnić zarówno okres wzrostu temperatury, jak i chłodzenia po zlikwidowaniu zwarcia, uznamy, że przez cały zastępczy czas 1,5 godz. temperatura oleju jest o 2,5°C wyższa od normalnej (75°C) czyli wynosi 77,5°C.

Półtoragodzinne działanie cewki co miesiąc daje 360 godzin działania w ciągu 20 lat. Te 360 godzin może być równoważne 72% okresu służby izolacji, a więc $\frac{360}{0{,}72} = 500$ godzin powinno wyczerpać całą trwałość izolacji.

Przyjmując za punkt wyjścia określone wyżej liczby, znajdziemy temperaturę uzwojenia, przy której zużyje się ono w ciągu 500 godzin (czyli 0,057 roku). Przekształcimy w tym celu wzór (1):

$$t = \frac{1}{0{,}0865} \cdot \ln \frac{7 \cdot 154 \cdot 10^4}{\tau}; \tag{6}$$

przy $\tau = 0{,}057$ otrzymujemy $t = 162$°C. Wobec temperatury oleju 77,5°C na przyrost temperatury uzwojenia wyrównawczego przypada 84,5°C. Przyjmując proporcjonalność przyrostu temperatury do strat mocy w potędze 0,8 otrzymamy równanie

$$\left(\frac{I^2 \cdot R \cdot k_{t\,max}}{I_n^2 \cdot R \cdot k_{t\,nor}}\right)^{0,8} = \frac{\Delta t_{max}}{\Delta t_{nor}}, \tag{7}$$

albo po przekształceniu:

$$\frac{I}{I_n} = \left(\frac{\Delta t_{max}}{\Delta t_{nor}}\right)^{0,625} \cdot \left(\frac{k_{t\,nor}}{k_{t\,max}}\right)^{0,5}, \tag{7a}$$

gdzie $\frac{I}{I_n}$ — przeciążenie prądowe uzwojenia wyrównawczego,

R — oporność uzwojenia wyrównawczego za zimno

k_t — współczynnik wzrostu oporności pod wpływem temperatury (wskaźniki „max" i „nor" mają znaczenie jak niżej),

Δt_{nor} — „normalny" przyrost temperatury uzwojenie-olej (20°C),

Δt_{max} — przyrost temperatury uzwojenie-olej podczas działania uzwojenia wyrównawczego.

Średni przyrost temperatury oleju uznać można za $\frac{\Delta t_{ol\,max}}{1{,}2}$ czyli 50°C. Stąd również średnie temperatury uzwojeń są o 10°C niższe od temperatur punktów gorących, czyli za normalną średnią temperaturę uzwojenia można uznać 95 — 10 = = 85°C, a przy pracy uzwojenia wyrównawczego 162 — 10 = = 152°C. Podstawiając odpowiednie liczby do wzoru (7a) otrzymujemy:

$$\frac{I}{I_n} = \left(\frac{84{,}5}{20}\right)^{0,625} \cdot \left(\frac{234{,}5 + 85}{234{,}5 + 152}\right)^{0,5} = 2{,}23.$$

Tak więc prąd uzwojenia wyrównawczego, spowodowany włączaniem dławika gaszącego, może być 2,23 razy większy od teoretycznego prądu znamionowego trójkąta. Ponieważ założyliśmy w naszych obliczeniach 10-procentowe uzwojenie wyrównawcze, więc dławik gaszący mógłby mieć moc 0,22 P_n. Jak już wspomniano dławik gaszący zainstalowany na transformatorze, ma moc 20%, a więc 10-procentowe uzwojenie wyrównawcze jest odpowiednie właśnie dla jego wielkości. W przypadku, kiedy konieczne byłoby przewidywanie przy transformatorze dławika gaszącego o mocy większej niż 20% mocy transformatora (aż do 50%), można by z pewnym uproszczeniem uznać, że uzwojenie wyrównawcze powinno być obliczone na moc ciągłą, wynoszącą w przybliżeniu 0,5 mocy dławika gaszącego. Tak więc do zastosowania na transformatorze Yy dławika gaszącego o mocy 0,5 mocy transformatora (moc graniczna dławika przyłączanego nawet do transformatorów z trójkątowym uzwojeniem roboczym) wystarczy uzwojenie wyrównawcze o mocy 0,25 P_n.

4. Wnioski.

W ostatnich czasach istnieje dążność, aby w razie potrzeby trzeciego uzwojenia połączonego w trójkąt stosować zasadniczo jedynie transformator 3-uzwojeniowy z trzecim uzwojeniem trójkątowym roboczym na 100% mocy, a co najmniej na 66%. Może się jednak zdarzyć, że transformator ma wyraźne przeznaczenie i jego trzecie uzwojenie nie będzie pracować na zewnątrz; wtedy warto zastanowić się, czy ze względu na oszczędność miedzi, będącej materiałem deficytowym, nie zdecydować się na zastosowanie uzwojenia wyrównawczego 10-procentowego, którego właśnie obliczenie przeprowadzono w niniejszym artykule, tym bardziej, że dotychczas stosowane 30-procentowe uzwojenia wyrównawcze są przy działaniu często wyrównawczym za bogate, a jako uzwojenia robocze są mechanicznie raczej za słabe.

Kilkakrotne oględziny uszkodzonych transformatorów mających uzwojenia wyrównawcze (30-procentowe) wykazały, że nawet przy znacznych przegrzaniach i uszkodzeniach uzwojeń roboczych uzwojenie wyrównawcze bywało z reguły nieprzegrzane i nieuszkodzone.

LITERATURA

[1] Sznicer L. M. Transformatory, Goseniergoizdat, 1950
[2] Kondachczan W. S. Eksploatacja transformatorów, Goseniergoizdat, 1950
[3] v. Gastel A. Transformatoren in Stern-Stern-Schaltung mit Ausgleichwicklung in Dreieck-Schaltung (Brown-Boveri Mitt, 1939, 69—78)
[4] Blume L. F. Transformatoren Engineering, 1946
[5] v. Gastel A. Erdungsprobleme der Hochspannungsübertragung (Brown-Boveri Mitt., 1948, 210—215)
[6] Jezierski E. i Kopczyński Z. Transformator trójuzwojeniowy (Przegl. Elektr., 1952, z. 5/6, str. 185)
[7] Jezierski E. i inni. Transformatory, t. II (PWT w druku)

czym stanowią tylko niewielką część strat ogólnych. Temperatura początkowa dławika jest równa temperaturze otoczenia, a temperatura początkowa uzwojenia wyrównawczego jest równa temperaturze gorącego oleju w transformatorze. Przekroczenie jednorazowego czasu działania dławika ponad wartość określoną przy obliczaniu może spowodować znaczne przegrzanie dławika, natomiast dla uzwojenia wyrównawczego nie ma ono zasadniczego znaczenia, istotny zaś jest łączny czas działania tego uzwojenia podczas całego okresu jego służby.

*) „Wytyczne do projektowania kompensacji sieci" stosowane w biurze „Energoprojektu" w Łodzi rozróżniają dwie granice mocy dławika gaszącego: 50% mocy transformatora, gdy jego uzwojenie robocze jest połączone w trójkąt, i 20% mocy transformatora dla układu Yy.

XI

MGR INŻ. WIKTOR LEPIESZKO
CBKME Stalinogród

Wyznaczenie najkorzystniejszych kształtów geometrycznych transformatora

62.002.86:621.314:621.9—4

Treść. Przedstawiono nowy sposób wyznaczania najkorzystniejszych kształtów geometrycznych transformatora. Poddano ogólnej dyskusji wpływ niektórych wielkości na koszty materiałów czynnych. Metodę zilustrowano przykładem oraz porównano z innymi znanymi metodami wyznaczania najkorzystniejszych kształtów geometrycznych.

Определение наиболее выгодых геометрических форм трансформатора. Дается новый способ определения этих форм. Обсуждается влияние некоторых величин и размеров на стоимость активных материалов. Дается пример применения этого метода и сравнение его с иными известными методами.

Determination of the most advantageous geometrical transformer shapes. The author deals with a new method for determining such shapes. He reviews, in a general manner, the influence of certain quantities upon the cost of active materials. The method under reference is explained on example, and is being compared with other conventional methods of determining most advantageous geometrical transformer shapes.

1. Wstęp.

W warunkach przemysłu socjalistycznego zagadnienia ekonomiczne należą do podstawowych czynników, wytyczających kierunek rozwoju każdej gałęzi przemysłu. Zagadnienia te stają również przed przemysłem transformatorowym, który ma za zadanie produkowanie transformatorów ekonomicznych, to znaczy takich, dla których łącznie koszty produkcji i eksploatacji w obecnych warunkach gospodarczych są najniższe.

Zagadnienie kosztów eksploatacji jest niezmiernie rozległe i praktycznie biorąc jest ono u nas zaniedbane. Dokładne badania i obliczenia z tej dziedziny będą wymagać sporo pracy. Dopiero na podstawie tych prac można będzie ustalić parametry, którym powinny odpowiadać transformatory ekonomiczne, obecnie zaś w dziedzinie ekonomicznego projektowania transformatorów można uwzględnić jedynie ich koszty produkcji. Jednym z czynników kształtującym te koszty jest cena materiałów czynnych transformatora.

Problem zbudowania transformatora o najniższej cenie materiałów czynnych jest jednym z najczęściej dyskutowanych zagadnień gospodarczych produkcji transformatorów. Chociaż kształty geometryczne transformatorów są proste, dotąd nie udało się rozwiązać zadowalająco zagadnienia kształtów najkorzystniejszych. Na przeszkodzie stoi szereg dodatkowych czynników, które trzeba uwzględnić przy projektowaniu (moc, straty, napięcie zwarcia, prąd magnesujący, przyrosty temperatur, wytrzymałość elektryczna izolacji i inne).

Niesposób uwzględnić wszystkich tych czynników przy opracowaniu metody racjonalnego obliczania, toteż żadnej z dotychczasowych metod nie można uznać za zadowalającą. Również przedstawiona niżej metoda ma szereg wad, jednak niektóre zmiany wprowadzone w niej w stosunku do metod już publikowanych mogą być uważane za korzystne.

2. Ustalenie zależności.

a) Wyjaśnienia ogólne

Analizując wyniki obliczeniowe uzyskane za pomocą metody Schwarza [1, 6], można wyciągnąć szereg wniosków. Przy założeniu stałej wartości mocy, napięcia górnego i dolnego, strat, napięcia zwarcia oraz napięcia probierczego można zbudować szereg wariantów tego samego transformatora, różniących się między sobą ciężarem zużytych materiałów czynnych. W poszczególnych wariantach stopień wyzyskania materiałów czynnych (wartość indukcji w kolumnie i gęstości prądów w uzwojeniach) jest różny.

W obszarze rozwiązań przy dopuszczalnych wartościach indukcji i gęstości prądu wielkości te są powiązane między sobą w ten sposób, że zmniejszającym się wartościom indukcji odpowiadają wzrastające wartości gęstości prądów. Przy określonych cenach materiałów czynnych koszt ich osiąga minimum dla pewnych wartości indukcji i gęstości prądu. Można więc poszukiwać najkorzystniejszego rozwiązania transformatora wychodząc z największej dopuszczalnej wartości indukcji. Dla niej obliczamy koszt materiałów czynnych. Następnie przyjmujemy inną — niższą — wartość indukcji i ponownie obliczamy koszt materiałów czynnych. Obliczenia należy powtarzać aż do znalezienia najkorzystniejszej wartości indukcji.

Do obliczenia kosztów materiałów czynnych musimy zaprojektować główne wymiary transformatora. Przede wszystkim — wychodząc ze wzoru na wartość rozproszeniowego spadku napięcia — określamy promieniowe wymiary uzwojeń. Następnie biorąc pod uwagę napięcia probiercze uzwojeń określamy promieniowe odległości izolacji głównej transformatora. W ten sposób mamy już wyznaczoną szerokość okna transformatora. Dotychczasowy tok obliczeń jest zapożyczony od Schwarza [1] z tą różnicą, że wartości współczynników zapełnienia miedzią przekrojów uzwojeń nie zakładamy na podstawie znanych konstrukcji, ale obliczymy dla naszego transformatora. Następnie przekształcamy wyrażenia na moc transformatora tak, aby otrzymać związek pomiędzy wysokością osiową uzwojenia i średnicą kolumny transformatora. Równocześnie z wyrażenia na straty w żelazie transformatora układamy zależność pomiędzy tymi samymi niewiadomymi. Po wstawieniu przyjętej wartości indukcji w kolumnie do tych dwóch równań wyznaczamy średnicę kolumny, a następnie wysokość uzwojenia.

Mając wyznaczone wymiary geometryczne rdzenia znajdujemy bez trudu jego ciężar, a następnie ciężar miedzi uzwojeń i w końcu poszukiwany koszt materiałów czynnych.

b) Oznaczenia

a_1, a_2 — wymiary promieniowe uzwojenia GN i DN (cm),
A_0, A_1 — stałe według wzorów (15) i (14),
B — indukcja w kolumnie (Gs),
C_m, C_z — cena jednostkowa miedzi nawojowej i blachy transformatorowej z uzwojeniem deficytowości i pracochłonności (zł/kg),
D — średnica rdzenia (cm),
e — napięcie na zwój (V/zw),
E_1 — siła elektromotoryczna uzwojenia GN (V),
f — częstotliwość (Hz),
g_m, g_z — ciężar właściwy miedzi i blachy transformatorowej (kg/dcm^3),
G_{m1}, G_{m2} — ciężar miedzi uzwojenia GN i DN (kg),
G_z — ciężar blachy transformatorowej w rdzeniu (kg),
G_{sp} — ciężar sprowadzony materiałów aktywnych do ciężaru blachy transformatorowej (kg),
h_1, h_2 — wysokość uzwojeń GN i DN (cm),
$h = \frac{h_1 + h_2}{2}$,
h_0 — średnia odległość uzwojenia od jarzma (cm),
H — wysokość kolumny (cm),
I_1, I_2 — natężenie prądu w uzwojeniu GN i DN (A),
j_1, j_2 — gęstość prądu w uzwojeniu GN i DN (A/mm^2),
$j = j_1/j_2$,
k_{m1}, k_{m2} — współczynniki zapełnienia miedzią przekroju uzwojenia GN i DN,
$k_m = k_{m1}/k_{m2}$,
k_n — współczynnik uwzględniający naroża jarzm,
k_{p1}, k_{p2} — współczynniki uwzględniające zwoje zaczepowe w uzwojeniu GN lub rozrzedzenie uzwojenia DN w strefie zaczepowej,
k_r — współczynnik rozproszenia zależny od mocy i układu połączeń uzwojeń uwzględniający również współczynnik Rogowskiego,
k_w — współczynnik wzmocnienia przekroju jarzma,
$k_ż$ — współczynnik zapełnienia żelazem przekroju kołowego kolumny,
K_0, K_1, K_2, K_4 — stałe we wzorach (28), (29), (30), (31),
l_1, l_2 — średnia długość zwoju uzwojenia GN i DN (cm),
$l = 1/2\,(l_1 + l_2)$,

m — liczba uzwojonych kolumn,
M, M_1, M_2 — stałe we wzorach (23), (18), (19),
P — moc transformatora (VA),
$p_ż, p_m$ — stratność blachy transformatorowej przy 15000 Gs i stratność miedzi (W/kg),
$\Delta P_m, \Delta P_ż$ — straty w miedzi i w rdzeniu (W),
R — stała we wzorze (22),
Q — stała we wzorze (26),
s_{o2} — szczelina pomiędzy obwodem koła opisanego na rdzeniu a uzwojeniem DN (cm),
s_{12} — szczelina pomiędzy uzwojeniami GN i DN (cm),
s_{11} — szczelina pomiędzy uzwojeniami GN sąsiednich kolum (cm),
S — szerokość okna transformatora (cm),
u_x — napięcie rozproszenia (%),
z_1, z_2 — liczba zwojów uzwojenia GN i DN.

c) Określenie kształtów geometrycznych transformatora

Zależności wyjściowe.

Dla ustalenia związków określających podstawowe wymiary rdzenia transformatora weźmiemy za punkt wyjścia następujące zależności znane z ogólnej teorii transformatora:

$$E_1 = 4{,}44 \cdot f \cdot z_1 \cdot B \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot k_ż \cdot 10^{-8} \tag{1}$$

$$I_1 \cdot z_1 = I_2 \cdot z_2 \tag{2}$$

$$P = m \cdot E_1 \cdot I_1 = m \cdot 4{,}44 \cdot f \cdot z_1 \cdot B \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot k_ż \cdot I_1 \cdot 10^{-8} \tag{3}$$

$$u_x = \frac{k_r \cdot f \cdot P \cdot l \cdot (3 \cdot s_{12} + a_1 + a_2)}{3 \cdot m \cdot h \cdot e^2} \cdot 10^{-6} \tag{4}$$

$$\Delta P_ż = p_ż \cdot G_ż \cdot \left(\frac{B}{15000}\right)^2 \tag{5}$$

$$\Delta P_m = p_m \left(G_{m1} j_1^2 + G_{m2} j_2^2\right) \tag{6}$$

Wyznaczenie szerokości uzwojeń.

Szerokości uzwojeń ustalimy wychodząc z zależności (4), którą napiszemy w postaci

$$u_x = \frac{k_r \cdot f \cdot P}{3 \cdot m} l \cdot \frac{1}{h} \cdot \frac{1}{e^2} 10^{-6} \cdot (3 \cdot s_{12} + a_1 + a_2) \tag{7}$$

Z wyrażenia tego wyeliminujemy niewiadome a_2, e, h i l.

Dla transformatorów o mocy rzędu 100 kVA i wyżej zwykle mamy $h_1 = h_2 = h$, możemy więc dla nich równ. (2) napisać:

$$I_1 \cdot z_1 = a_1 \cdot h \cdot k_{m1} \cdot j_1 \cdot 10^2 = a_2 \cdot h \cdot k_{m2} \cdot j_2 \cdot 10^2, \tag{8}$$

skąd

$$a_2 = a_1 \frac{k_{m1} \cdot j_1}{k_{m2} \cdot j_2} = a_1 \cdot k_m \cdot j. \tag{9}$$

Z równ. (1) wyznaczamy

$$e = 4{,}44 \cdot f \cdot B \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot k_ż \cdot 10^{-8}. \tag{10}$$

Wartość h wyznaczamy ze związku:

$$I_1 \cdot z_1 = a_1 \cdot h_1 \cdot k_{m1} \cdot j_1 \cdot 10^2,$$

skąd przedtem musimy wyeliminować wartość z_1, którą wyznaczamy z zależności (1). W wyniku ostatecznym otrzymamy:

$$h_1 = h = \frac{I_1}{a_1 \cdot k_{m1} \cdot j_1} \cdot \frac{4 \cdot E_1 \cdot 10^6}{4{,}44 \cdot f \cdot B \cdot \pi \cdot D^2 \cdot k_ż}, \tag{11}$$

Przedstawiając zależność (6) w postaci:

$$\Delta P_m = p_m \cdot m \cdot g_m \cdot l \cdot (j_1^2 \cdot a_1 \cdot h_1 \cdot k_{m1} + j_2^2 \cdot a_2 \cdot h_2 \cdot k_{m2}) \cdot 10^{-3},$$

wyznaczamy z niej wartość l:

$$l = \frac{\Delta P_m \cdot 4{,}44 \cdot f \cdot B \cdot \pi \, D^2 \cdot k_ż \cdot j \cdot 10^{-9}}{4 \cdot P \cdot p_m \cdot g_m \cdot j_1 \cdot (1 + j)} \tag{12}$$

Podstawiając znalezione zależności (9), (10), (11) i (12) do równ. (7) otrzymamy następujące równanie względem niewiadomej a_1

$$a_1^2 + \frac{3 \cdot s_{12}}{1 + j \cdot k_m} \cdot a_1 - \frac{0{,}3 \cdot p_m \cdot g_m \cdot P \cdot u_x \cdot (1 + j)}{k_r \cdot f \cdot \Delta P_m \cdot k_{m1} \cdot j \cdot (1 + j \cdot k_m)} = 0$$

Interesujący nas dodatni pierwiastek tego równania wynosi:

$$\boxed{a_1 = \sqrt{A_1^2 + A_o} - A_1;} \tag{13}$$

w tym równaniu oznaczają:

$$A_1 = \frac{3 \cdot s_{12}}{2 \cdot (1 + j \cdot k_m)}, \tag{14}$$

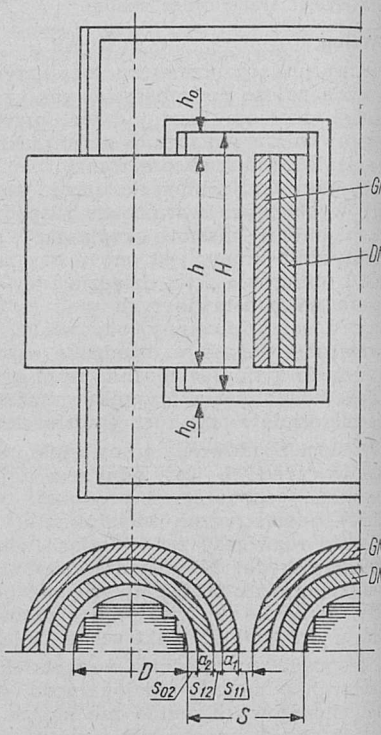
$$A_o = \frac{0{,}3 \cdot p_m \cdot g_m \cdot P \cdot u_x (1 + j)}{k_r \cdot f \cdot \Delta P_m \cdot k_{m1} \cdot j \cdot (1 + j \cdot k_m)}. \tag{15}$$

Wyznaczenie wymiarów rdzenia.

Szerokość okna. Zgodnie z rys. 1 szerokość okna transformatora S liczona od obwodów kół opisanych na kolumnach wynosi:

$$\boxed{S = 2 \, (s_{o2} + a_2 + s_{12} + a_1) + s_{11}.} \tag{16}$$

Odległości s_{02}, s_{12}, s_{11} określa się biorąc pod uwagę napięcia probiercze transformatora. A zatem, gdy wyznaczamy wymiary a_1 i a_2, to we wzorze (16) będą już nam znane wszystkie pozostałe wyrazy po prawej stronie równania.



Rys. 1. Przekrój transformatora

Wysokość kolumny. Na podstawie rys. 1 przyjmujemy, że wysokość kolumny transformatora H wynosi:

$$\boxed{H = h + 2 \cdot h_o.} \tag{17}$$

Wartość h_o określa się również uwzględniając napięcie probiercze transformatora.

Przed przystąpieniem do wyznaczania wysokości uzwojenia (h) obliczymy gęstość prądu j_1 w uzwojeniu GN. W tym celu wyznaczamy dokładnie długości zwojów GN i DN:

$l_1 = \pi \cdot [D + 2 \, (s_{o2} + a_2 + s_{12}) + a_1]$ i $l_2 = \pi \, (D + 2 \cdot s_{o2} + a_2)$.

Wprowadzając oznaczenia

$$M_1 = 2 \, (s_{o2} + a_2 + s_{12}) + a_1, \tag{18}$$

$$M_2 = 2 \cdot s_{o2} + a_2, \tag{19}$$

otrzymamy długości zwojów:

$$l_1 = \pi \cdot (D + M_1), \tag{20}$$

$$l_2 = \pi \cdot (D + M_2). \tag{21}$$

Zastępując we wzorze (6) ciężary miedzi uzwojeń ich wymiarami geometrycznymi i ciężarem właściwym miedzi oraz wprowadzając związki (20) i (21), otrzymamy:

$$\Delta P_m = m \cdot \pi \cdot p_m \cdot g_m \cdot a_1 \cdot h \cdot k_{m1} \cdot j_1^2 \cdot \left[(D + M_1) + \frac{1}{j} (D + M_2)\right] \cdot 10^{-3}.$$

Wprowadzając do tego wzoru oznaczenia

(22), (23) $$R = 1 + \frac{1}{j} \quad \text{i} \quad M = M_1 + \frac{M_2}{j},$$

wyznaczymy gęstość prądu w uzwojeniu GN:

(24) $$j_1^2 = \frac{\Delta P_m \cdot 10^3}{m \cdot \pi \cdot p_m \cdot g_m \cdot a_1 \cdot h \cdot k_{m1} (R \cdot D + M)}$$

Po wprowadzeniu zależności (8) i (24) do równania (3) rozwiązujemy je względem h:

(25) $$\boxed{h = \frac{P^2 \cdot (R \cdot D + M)}{Q \cdot D^4} \cdot \frac{1}{B^2},}$$

gdzie

(26) $$Q = \frac{0{,}386 \cdot m \cdot f^2 \cdot k_{\dot{z}}^2 \cdot a_1 \cdot k_{m1} \cdot \Delta P_m \cdot 10^{-8}}{p_m \cdot g_m}.$$

Mając wyznaczoną wartość D potrafimy obliczyć według (25) wysokość uzwojenia h.

Średnica kolumny. Wyznaczamy ją z zależności (5). Dla ułatwienia obliczeń wprowadzamy pojęcie sprowadzonego ciężaru rdzenia, który jest sumą ciężaru kolumn i ciężaru jarzm podzielonego przez kwadrat wartości współczynnika wzmocnienia przekroju jarzma. Umożliwia to liczenie strat w żelazie przy posługiwaniu się jedynie wartością indukcji w kolumnie. Zgodnie z oznaczeniami przyjętymi na rys. 1 ciężar ten można wyrazić:

$$G_{\dot{z}sp} = \left[m \cdot h + 2 \cdot m \cdot h_o + \frac{2 \cdot (m - 1)\,(D + S)}{k_w} + \frac{2 \cdot k_n \cdot D}{k_w}\right] \cdot D^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot k_{\dot{z}} \cdot g_{\dot{z}} \cdot 10^{-3}.$$

Podstawiając powyższą zależność oraz wzór (25) do związku (5) otrzymamy wyrażenie:

(27) $$\boxed{D^5 + K_4 \cdot D^4 - K_2 \cdot D^2 + K_1 \cdot D + K_o = 0,}$$

w którym oznaczają:

(28) $$K_o = \frac{k_w}{m + k_n - 1} \cdot \frac{m \cdot P^2}{2 \cdot Q} \cdot \frac{1}{B^2} \cdot M,$$

(29) $$K_1 = \frac{k_w}{m + k_n - 1} \cdot \frac{m \cdot P^2}{2 \cdot Q} \cdot \frac{1}{B^2} \cdot R,$$

(30) $$K_2 = \frac{k_w}{m + k_n - 1} \cdot \frac{14{,}28 \cdot 10^{10} \cdot \Delta P_{\dot{z}}}{k_{\dot{z}} \cdot g_{\dot{z}} \cdot p_{\dot{z}}} \cdot \frac{1}{B^2},$$

(31) $$K_4 = \frac{k_w}{m + k_n - 1}\left[m \cdot h_o + (m - 1)\frac{S}{k_w}\right].$$

Podstawiając na B wybraną wartość możemy równanie (27) rozwiązać względem D metodą prób.

d) Wyznaczanie najkorzystniejszych kształtów geometrycznych transformatora

Najczęstszym kryterium prawidłowego dobrania tych kształtów jest koszt materiałów aktywnych transformatora. Odpowiednikiem tego kosztu jest również tzw. ciężar materiałów aktywnych „sprowadzony" do ciężaru blachy transformatorowej (G_{sp}). Jego wartość uzyskuje się ze wzoru:

(32) $$G_{sp} = G_z + \frac{C_m}{C_{\dot{z}}}(G_{m1} + G_{m2}).$$

Obecnie możemy wyznaczyć ciężary materiałów czynnych ze znanych już wymiarów geometrycznych i parametrów elektrycznych transformatora.

Ciężar rdzenia transformatora wynosi:

(33) $$G_{\dot{z}} = \{m \cdot H + 2\,[(m - 1) \cdot (D + S) + k_n \cdot D]\,k_w\} \cdot \frac{\pi}{4} D^2 \cdot k_{\dot{z}} \cdot g_{\dot{z}} \cdot 10^{-3}.$$

Ciężar miedzi transformatora wynosi:

(34) $$G_{m1} = k_{p1} \cdot m \cdot \pi \cdot g_m \cdot z_1 \cdot \frac{I_1}{j_1}(D + M_1) \cdot 10^{-5},$$

(35) $$G_{m2} = m \cdot \pi \cdot g_m \cdot z_1 \cdot \frac{I_1}{j_1} j\,(D + M_2) \cdot 10^{-5}.$$

Wprowadzone do wzorów (34) i (35) wartości z_1 i j_1 oblicza się z zależności (1) i (24).

Wyznaczając ciężary sprowadzone materiałów czynnych dla kilku założonych bliskich sobie wartości indukcji w kolumnie stwierdzamy, dla jakiej wartości indukcji ciężar ten osiąga minimum. To rozwiązanie, dla którego ciężar sprowadzony materiałów czynnych osiąga minimum, nazywamy najkorzystniejszym.

3. Dostosowanie wzorów do praktycznych obliczeń.

Transformatory o układzie połączeń uzwojeń w gwiazdę i trójkąt. Zależności ustalone w rozdz. 2 są ogólne i mogą dotyczyć różnych typów transformatorów. Dostosowując je do najczęściej budowanych transformatorów średniej i dużej mocy, 3-fazowych ($m = 3$), o częstotliwości 50 Hz ($f = 50$), o uzwojeniach miedzianych połączonych w gwiazdę lub trójkąt ($g_m = 8{,}9$; $p_m = 2{,}42$; straty dodatkowe w miedzi uwzględniamy zmniejszając odpowiednio wartość gwarantowanych strat w miedzi), oraz przyjmując przeciętną wartość niewiele zmieniającego się współczynnika $k_n = 0{,}75$, a także przyjmując $g_z = 7{,}55$, otrzymamy zależności znacznie prostsze, a mianowicie:

przy wyznaczaniu wysokości promieniowej uzwojeń

(15a) $$A_o = \frac{0{,}129 \cdot P \cdot u_x \cdot (1 + j)}{k_r \cdot \Delta P_m \cdot k_{m1} \cdot j \cdot (1 + j \cdot k_m)};$$

przy wyznaczaniu wysokości osiowej uzwojeń

(26a) $$Q = 1{,}35 \cdot 10^{-6}\, k_z^2 \cdot a_1 \cdot k_{m1} \cdot \Delta P_m;$$

przy wyznaczaniu średnicy kolumny:

(28a) $$K_o = 0{,}545 \cdot k_w \cdot \frac{P^2}{Q} \cdot M \cdot \frac{1}{B^2},$$

(29a) $$K_1 = 0{,}545 \cdot k_w \cdot \frac{P^2}{Q} \cdot R \cdot \frac{1}{B^2},$$

(30a) $$K_2 = 69 \cdot 10^8 \cdot k_w \cdot \frac{\Delta P_z}{p_z \cdot k_z} \cdot \frac{1}{B^2},$$

(31a) $$K_4 = 0{,}364\,(3 \cdot h_o \cdot k_w + 2 \cdot S);$$

przy wyznaczaniu ciężaru materiałów czynnych:

(33a) $$G_z = 5{,}93 \cdot 10^{-3}\,[3 \cdot H + (5{,}5 \cdot D + 4 \cdot S)\,k_w]\,k_z \cdot D^2,$$

(34a) $$G_{m1} = 8{,}4 \cdot 10^{-4} \cdot z_1 \frac{I_1}{j_1} \cdot k_{p1} \cdot (D + M_1),$$

(35a) $$G_{m2} = 8{,}4 \cdot 10^{-4} \cdot z_1 \frac{I_1}{j_1} \cdot j \cdot (D + M_2).$$

Wprowadzone w ostatnich dwóch wzorach wartości z_1 oraz j_1 wyznacza się z zależności:

(1a) $$z_1 = 5{,}75 \cdot 10^5 \frac{E_1}{k_z \cdot B \cdot D^2},$$

(24a) $$j_1 = 2{,}25 \sqrt{\frac{\Delta P_m}{a_1 \cdot h \cdot k_{m1} \cdot (R \cdot D + M)}}.$$

W łatwy sposób wzory te można przystosować również do obliczania transformatorów z uzwojeniem aluminiowym.

Transformatory o układzie połączeń uzwojeń w zygzak. Tu obowiązują wzory podane w rozdz. 2 i w poprzednim ustępie rozdz. 3, lecz po wprowadzeniu następujących zmian:

a) przyjęcie wartości współczynnika $k_r = 8{,}8$;

b) zmniejszenie gwarantowanych strat w miedzi ΔP_m (poza uwzględnieniem strat dodatkowych) we wzorach (15a), (24a) i (26a) o dodatkowe 6% (uwzględnienie strat w miedzi w zwojach uzwojenia DN, które są większe o 15% od strat w uzwojeniach DN połączonych w gwiazdę);

c) zmniejszenie współczynnika zapełnienia miedzią przekroju uzwojenia DN o 15%;

d) powiększenie ciężaru miedzi uzwojenia DN we wzorze (35a) o 15%.

4. Ogólne uwagi o otrzymanych zależnościach.

Przeprowadzenie ścisłej dyskusji matematycznej nad otrzymanymi związkami nasuwa poważne trudności wskutek złożonych zależności pomiędzy poszczególnymi wielkościami. Dlatego dalsze uwagi będą raczej ogólnego charakteru i będą dotyczyć tylko ciekawszych spostrzeżeń. Niektóre z zagadnień potraktowanych tu pokrótce są ważne dla gospodarki naro-

dowej i wymagają, oczywiście, oddzielnego i szczegółowego opracowania.

Szerokość okna, wysokość i średnica kolumny. Szerokość okna transformatora (wzory 16, 13 i 15a) jest niezależna od indukcji, gęstości prądu, wartości strat w żelazie, gatunku blachy i współczynnika wzmocnienia przekroju jarzma, a więc konstruktor nie ma możliwości wpłynąć na jej zmianę. Spostrzeżenie to nie jest nowe. Wysunął je Schwarz [1]. W skład szerokości okna wchodzi wysokość promieniowa uzwojenia, o której znaczeniu będzie mowa dalej.

Pozornie może się wydawać, że również i wysokość kolumny (wzory 17, 25 i 26a) jest niezależna od strat w żelazie. Zachodzi jednak tu ukryte powiązanie za pośrednictwem średnicy kolumny, która jest m. in. funkcją tych strat. Wysokość kolumny jest istotnym parametrem określającym zużycie innych materiałów w transformatorze (olej, stal konstrukcyjna). Z tych względów należy dążyć, aby wysokość osiowa uzwojenia była mała. Najskuteczniejszym sposobem uzyskania małej wysokości kolumny jest wpływanie na wzrost współczynnika zapełnienia żelazem przekroju kolumny oraz stosowanie dużych średnic rdzenia. Można stąd wyciągnąć wniosek, że celowe jest budowanie transformatorów o średnicach większych niż to odpowiada najkorzystniejszemu rozwiązaniu pod względem ekonomicznego zużycia materiałów czynnych. Wywołuje to nieznaczny wzrost kosztów materiałów czynnych, lecz umożliwia zaoszczędzenie oleju i stali konstrukcyjnej.

Wzory określające średnice rdzenia transformatora (27, 28a, 29a, 30a i 31a) są skomplikowane. Ogólnie można stwierdzić, że równanie (27) jest funkcją ciągłą. Współczynniki K_0 K_1 K_2 i K_4 są w naszym przypadku wartościami tylko dodatnimi. Przyjmując na te współczynniki wartości zwykle spotykane przy obliczaniu transformatorów można stwierdzić, że równanie ma dwa dodatnie pierwiastki (ujemnymi nie interesujemy się).

Pierwszy pierwiastek (mniejszy) wyznacza rozwiązanie transformatora o dużej wysokości osiowej uzwojenia oraz o dużym zużyciu miedzi. Oczywiście, rozwiązanie to dla konstruktora nie przedstawia żadnej wartości. Natomiast drugi pierwiastek równania (większy) jest wartością poszukiwaną. Możemy w dwojaki sposób upewnić się, że znaleziony pierwiastek jest wartością poszukiwaną:

1) funkcja przedstawiona równ. (27) jest w sąsiedztwie poszukiwanego pierwiastka funkcją wzrastającą,

2) wartość pierwiastka jest bliska wielkości określonej wzorem Kehsego:

$$D = 0{,}85 \sqrt[4]{P}. \tag{36}$$

Na wielkość pierwiastka równania (27) w największym stopniu wpływają wielkości określające wartość współczynnika K_2 (wz. 30a), a mianowicie straty w żelazie, stratność blach i współczynnik k_z. W mniejszym już stopniu wpływa na wynik wartość indukcji, a w stosunkowo nieznacznym wysokość promieniowa uzwojeń, straty w miedzi, współczynnik zapełnienia miedzią przekroju uzwojeń i współczynnik wzmocnienia przekroju jarzma.

Wysokość promieniowa uzwojeń. Wielkość ta odgrywa bardzo istotną rolę. Im wysokość promieniowa jest większa, tym mniejsza jest wysokość osiowa uzwojeń (wzory 25 i 26a). Przy zachowaniu stałych strat w żelazie mamy wtedy możność powiększyć średnicę rdzenia, co z kolei wpływa na zmniejszenie się zużycia miedzi. Według obliczenia transformatora o mocy 4 MVA stwierdzono, że spowodowanie wzrostu wartości a_1 o $\sim$ 10% wywołało zmniejszenie ilości miedzi o $\sim$ 7% (przy zachowaniu tej samej ilości żelaza czynnego), obniża to zatem łączne koszty materiałów czynnych transformatora o $\sim$ 6%. Powiększenie wartości a_1 (wzory 13, 14 i 15a) można uzyskać bądź przez zmniejszenie wartości szczeliny s_{12}, bądź przez powiększenie wartości indukcyjnego spadku napięcia. Na ogół wartość szczeliny s_{12} jest przyjmowana jako najmniejsza dopuszczalna ze względu na napięcie probiercze. Zatem pozostaje drugi sposób. Należy stwierdzić, że normy GOST 401—41 w porównaniu z PN/E-81100 dla napięć do 30 kV przewidują wyższą wartość napięcia zwarcia o około 25%. Powiększając w normach krajowych napięcie zwarcia do wartości podanych przez GOST można by uzyskać — przy niezmienionych pozostałych wskaźnikach techniczno-ekonomicznych — zmniejszenie ilości miedzi w tych transformatorach rzędu 10%. Rocznie dałoby to w kraju kilkadziesiąt ton oszczędności miedzi.

Stratność blach transformatorowych i współczynnik zapełnienia żelazem przekroju kolumny. Na podstawie obliczeń [6] można stwierdzić, że przejście z blachy 0,35/1,3 na blachę 0,5/1,5 powoduje wzrost ciężaru rdzenia rzędu 10%, wzrost ciężaru miedzi rzędu 15%, wzrost kosztów materiałów czynnych rzędu 8%. Uzyskuje się przy tym tylko jedną korzyść, a mianowicie zmniejszenie około dwukrotne prądu magnesującego. (Wyniki te uzyskano bez uwzględnienia zmniejszenia się wartości strat dodatkowych w żelazie wskutek zmniejszenia się indukcji w kolumnie przy przejściu na grubszą blachę). Natomiast stosowanie blachy 0,35/0,9 zamiast 0,35/1,3 umożliwiłoby zmniejszenie ciężaru miedzi o $\sim$ 40%, ciężaru zaś żelaza o $\sim$ 15% (przy zachowaniu stałych strat w żelazie i miedzi oraz powiększeniu napięcia zwarcia o $\sim$ 30%).

Wpływ współczynnika zapełnienia żelazem przekroju kołowego kolumny na koszty materiałów czynnych można przeanalizować na podstawie wzorów (26a), (30a), (33a) i (1a). Ogólnie należy stwierdzić, że wzrost tego współczynnika o pewną wartość powoduje zmniejszenie ilości zużytej miedzi o taką samą wartość procentową. Np. poprawa współczynnika chropowatości blach o 5% zmniejszy o tyleż zużycie miedzi w naszym przemyśle (oczywiście, przy zachowaniu niezmienionego ciężaru żelaza czynnego). A zatem z poprawą jakości blachy wiąże się dalsza bardzo poważna możliwość obniżenia kosztów materiałów czynnych transformatora i zmniejszenia zużycia materiałów deficytowych.

Współczynnik wzmocnienia przekroju jarzma. Na podstawie zależności (28a), (29a), (30a) i (31a) trudno jest przeanalizować wpływ tego współczynnika na zmianę kosztów materiałów czynnych transformatora. Wobec tego przytoczymy wnioski zaczerpnięte z literatury [6].

Przejście w obszarze rozwiązań najkorzystniejszych z wartości współczynnika wzmocnienia przekroju jarzma $k_w = 1$ na wartość większą powoduje wzrost ciężaru jarzm k_w razy, zmniejszenie ciężaru kolum k_w razy, powiększenie najkorzystniejszej indukcji w kolumnie $\sqrt{k_w}$ razy, zmniejszenie ciężaru miedzi k_w razy, zmniejszenie kosztu materiałów czynnych $\frac{1+k_w}{2}$ razy, znaczny wzrost prądu magnesującego (przejście z $k_w = 1{,}0$ na $k_w = 1{,}2$ wywołuje wzrost prądu magnesującego dla najkorzystniejszych rozwiązań rzędu 30%).

Czynniki powyższe powodują, że współczynnik k_w przyjmuje się w granicach 1,05 — 1,15.

5. Wskazówki do projektowania.

Podamy tu wskazówki dotyczące obliczania współczynnika zapełnienia miedzią przekroju uzwojeń oraz niektórych innych wielkości pomocniczych i współczynników. Natomiast pozostawimy bez omówienia cały szereg danych pomocniczych, których ustalenie zaliczamy do potocznej rutyny obliczeniowej i konstrukcyjnej.

Współczynnik zapełnienia miedzią przekroju uzwojenia. Wartość tego współczynnika nie jest jednakowa dla całego przekroju uzwojenia. Strefa zwojów wejściowych, strefa zwojów regulacyjnych jest mniej zapełniona miedzą niż strefa zwojów tzw. bieżących. Dla uwzględnienia tych czynników można przyjąć współczynnik zapełnienia miedzią przekroju uzwojenia GN *) w następującej postaci:

$$k_{m1} = \frac{k_{t1}}{k_{p1}} \cdot k_{mr1} \cdot k_{mo1}, \tag{37}$$

gdzie k_{mr1} — współczynnik zapełnienia miedzią w kierunku promieniowym dla cewek bieżących,

k_{mo1} — współczynnik zapełnienia miedzią w kierunku osiowym dla cewek bieżących,

k_{p1} — współczynnik uwzględniający zwoje zaczepowe w uzwojeniu GN, w uzwojeniu zaś DN rozrzedzenie na wysokości strefy zaczepowej,

k_{t1} — współczynnik uwzględniający wzmocnioną izolację, przeplecenia oraz kanały chłodzące w uzwojeniach cylindrycznych wielowarstwowych i cewkowych wielorzędowych.

Tak wyznaczony współczynnik jest właściwy do określenia wymiarów okna.

Przy wyznaczaniu współczynnika zapełnienia miedzią przekroju uzwojenia połączonego w zygzak należy wartość współ-

*) W uzwojeniu DN należy przyjąć wskaźniki 2 zamiast 1.

Tablica I. Wartości k_{t1}, graniczne wymiary przewodów i gęstości prądu

Typ uzwojenia	Napięcie znamionowe uzwojeń (kV)	Orientacyjna graniczna moc transformatora przy połączeniu uzwojeń w gwiazdę (kVA)	Wartość k_t	Orientacyjny graniczny wymiar przewodu w kierunku prostopadłym do powierzchni chłodzącej (mm)	Orientacyjna graniczna gęstość j (A/mm²)
Cl 1W	0,231	30	0,97	14	3,5
Cl 2W	0,231 0,400 0,525	100 160 250	0,94	7	3,5
	0,231 0,400 0,525	250 400 630	0,92		
SS	do 0,525	1600	0,92	12	4,0
S	3—10	31500	0,94	12	4,5
SS			0,98		4,5
Cl WW (bk)	6	75	0,98	Ø 1	3,0
	15	50		Ø 2	
Cl WW (zk)	6	315	0,78	Ø 3,5	3,5
	15	630	0,82		
Cw WRz	30	1600	0,80	Ø 3,5	3,5
Cw 1Rz	3 — 10	10000	0,98	12	4,0
		31500			4,5
	15 — 30	10000	0,97	12	4,0
		31500			4,5
	60	10000	0,96	12	4,0
		31500			4,5
	110 (z ekran.)	31500	0,45	12	4,5

OZNACZENIA do tabl. I

Cl 1W — uzwojenie cylindryczne jednowarstwowe

Cl 2W — uzwojenie cylindryczne dwuwarstwowe
Uzwojenia te są wykonywane zwykle z drutu profilowego na napięcie do 1 kV. W uzwojeniach Cl 2W, w których izolacja warstwowa tworzy kanał olejowy, należy przyjmować wysokość przewodów dopuszczalną dla Cl 1W.

S — uzwojenie śrubowe jednozwojowe (śruba pojedyncza)

SS — uzwojenie śrubowe dwuzwojowe (śruba podwójna)
Uzwojenia te są wykonywane z przewodu profilowego przy prądach powyżej 500 — 600 A na napięcie zarówno do 1 kV, jak i 3 — 10 kV.

Cl WW (b. k.) — uzwojenie cylindryczne wielowarstwowe bez kanału chłodzącego

Cl WW (z. k.) — uzwojenie cylindryczne wielowarstwowe z kanałem chłodzącym o szerokości 5 mm (powyżej 160 kVA — 6 mm)
Uzwojenia te wykonywa się z drutu okrągłego do 15 kV (w ZSRR również na 35 kV do 320 kVA).

Cw WRz — uzwojenie cewkowe wielorzędowe
Wykonywane bywa z drutu okrągłego na napięcie 30 kV.

Cw 1Rz — uzwojenie cewkowe jednorzędowe (wywrotkowe)
Wykonywane bywa z drutu profilowego na napięcie 3—110 kV.

czynnika obliczoną według wzoru (37) zmniejszyć dodatkowo o 15%. Wartość współczynnika k_{p1}, uwzględniającego zwoje zaczepowe, jest równa stosunkowi napięcia na najwyższym stopniu regulacji zaczepowej do napięcia znamionowego, np. dla regulacji + 5% k_{p1} = 1,05.

Wartość współczynnika k_{p2}, uwzględniającego rozrzedzenie zwojów DN w strefie zaczepowej jest zwykle równa k_{p1}. Rozrzedzenie takie należy stosować w transformatorach o uzwojeniach DN typu śrubowego i cewkowego.

Wartość współczynników k_{mr1} i k_{mo1} dla drutu profilowego można obliczyć z następujących wzorów:

(38), (39) $$k_{mr1} = \frac{a_{p1}}{a_{p1} + i_{z1} + i_{w1}}, \quad k_{mo1} = \frac{h_{p1}}{h_{p1} + i_{z1} + i_{c1}};$$

dla drutów okrągłych wzory te przybierają postać

(40), (41) $$k_{mr1} = \frac{0{,}886 \cdot d_{p1}}{d_{p1} + i_{z1} + i_{w1}}, \quad k_{mo1} = \frac{0{,}886 \cdot d_{p1}}{d_{p1} + i_{z1} + i_{c1}},$$

gdzie a_{p1}, h_{p1}, d_{p1} — wymiary przewodu gołego w odpowiednim kierunku (mm),

i_{z1} — dwustronny przyrost grubości izolacji zwojowej (mm),

i_{w1} — grubość izolacji międzywarstwowej (mm),

i_{c1} — grubość izolacji międzycewkowej (mm).

Jak widać ze wzorów (38), (39), (40) i (41) do określenia k_{mr1} i k_{mo1} są potrzebne wymiary drutu nawojowego. Wystarczy je określić w dużym przybliżeniu, ponieważ błąd w ocenie przekroju rzędu 30% wywołuje błąd w obliczeniu odpowiedniego współczynnika rzędu 2—4%.

Materiały do określenia wartości k_{t1} dla najczęściej spotykanych typów uzwojeń podane są w tabl. I. Pozostałe wielkości potrzebne do obliczenia k_{mr1} i k_{mo1} znajdzie się z łatwością w notatkach biurowych lub literaturze transformatorowej.

Dla uzwojeń 110-kilowoltowych mających ekranową ochronę przepięciową w postaci kilku ekranów wykonanych z drutu profilowego zamiast obliczania wartości k_{m1} zaleca się przyjąć wartość k_{m1} = 0,12.

W tabl. I graniczny wymiar przewodu jest tak pobrany, żeby przy granicznej gęstości prądu w uzwojeniu nie nastąpiło przekroczenie normalnie stosowanych przyrostów temperatur uzwojenia ponad temperaturę oleju.

Przykład. Wyznaczyć dla transformatora o mocy 6300 kVA współczynniki zapełnienia miedzią przekroju uzwojeń. Przekładnia transformatora 30 ± 5%/6,3 kV. Układ połączeń Yd5.

$$I_1 = \frac{6300000}{\sqrt{3} \cdot 30000} = 121 \text{ A}; \quad I_2 = \frac{6300000}{3 \cdot 6300} = 334 \text{ A}.$$

Oba uzwojenia będą typu Cw 1Rz.

Z tabl. I dla j_1 = 4 A/mm² i h_{p1} = 12 mm otrzymuje się

$$a_{p1} = \frac{I_1}{j_1 h_{p1}} = \frac{121}{4 \cdot 12} = 2{,}5 \text{ mm};$$

dla $j_2 = 4$ A/mm^2 i $h_{p1} = 12$ mm otrzymuje się

$$a_{p2} = \frac{I_2}{j_2 h_{p2}} = \frac{334}{4 \cdot 12} = 7 \text{ mm}.$$

Ze względu na dużą grubość przyjmuje się dwa przewody równoległe o wymiarze $a_{p2} = 3{,}5$ mm.

Również z tabl. I przyjmuje się:

$$k_{t1} = 0{,}97, \qquad k_{t2} = 0{,}98.$$

Dla regulacji napięcia + 5% wypada

$$k_{p1} = 1{,}05$$

W transformatorze konieczne jest rozrzedzenie uzwojenia DN w strefie zaczepowej, czyli

$$k_{p2} = 1{,}05$$

Po przyjęciu dwustronnej grubości izolacji zwojowej cewek bieżących

$$i_{z1} = 0{,}5 \text{ mm} \quad \text{i} \quad i_{z2} = 0{,}6 \text{ mm}$$

oraz wielkości izolacji cewek bieżących (kanały olejowe)

$$i_{c1} = 5 \text{ mm} \quad \text{i} \quad i_{c2} = 5 \text{ mm},$$

można na podstawie wzoru (38) i (39) obliczyć:

$$k_{mr1} = \frac{2{,}5}{2{,}5 + 0{,}5} = 0{,}835, \quad k_{mo1} = \frac{12}{12 + 0{,}5 + 5} = 0{,}685,$$

$$k_{mr2} = \frac{3{,}5}{3{,}5 + 0{,}6} = 0{,}855, \quad k_{mo2} = \frac{12}{12 + 0{,}6 + 5} = 0{,}682.$$

Na podstawie wzoru (37) oblicza się

$$k_{m1} = \frac{0{,}97}{1{,}05} \cdot 0{,}835 \cdot 0{,}685 = 0{,}52;$$

$$k_{m2} = \frac{0{,}98}{1{,}05} \cdot 0{,}855 \cdot 0{,}682 = 0.55.$$

Wartość strat w żelazie. Dla uwzględnienia strat dodatkowych należy straty w żelazie — zgodnie z propozycjami podanymi w [4] — zmniejszyć o wartości podane w tabl. II.

Tablica II. Wartość strat dodatkowych w żelazie

Indukcja w kolumnie /Gs/	Straty dodatkowe w żelazie w stosunku do strat podstawowych dla układu połączeń uzwojeń	
	w trójkąt	w gwiazdę
10000	1%	2%
11000	2%	3%
12000	3%	4%
13000	4%	5%
14000	6%	8%
15000	10%	18%
16000	20%	30%

Wartość strat w miedzi. Dla uwzględnienia strat dodatkowych oraz strat w odpływach proponuje się straty w miedzi zmniejszać mniej więcej o

$$3 + \frac{I_1 + I_2}{200} \quad (\%). \tag{42}$$

Np. dla podanego wyżej przypadku, gdzie $I_1 = 121$ A i $I_2 = 334$ A, należy straty zmniejszyć mniej więcej o 5%. Dla układów połączenia uzwojeń w zygzak dodatkowo należy straty w miedzi zmniejszyć o dalszych 6%.

Współczynnik rozproszenia k_r. Jego wartość można obierać na podstawie tabl. III.

Tablica III. Wartość współczynnika rozproszenia

Układ połączeń uzwojeń	Orientacyjna moc transformatora (kVA)	Wartość współczynnika k_r
Zygzak	do 250	8,8
Gwiazda lub trójkąt	do 1000	8,5
	1250 — 2000	8,4
	2500 — 3150	8,2
	4000 — 10000	8,0
	powyżej 12500	7,9

Ceny jednostkowe miedzi i żelaza. Określenie właściwych cen miedzi i żelaza nastręcza poważne trudności, ponieważ ceny handlowe surowców niekoniecznie muszą w ustroju socjalistycznym odpowiadać kosztom rzeczywistym. Ceny te powinny uwzględniać również odpadki i koszty robocizny powstałej w zakładzie przy wykonaniu z dostarczonych materiałów rdzenia i uzwojeń. W krajowych warunkach na podstawie danych jednego z zakładów można z grubsza przyjąć, że koszty robocizny wraz z narzutami wydziałowymi są proporcjonalne do ceny omawianych materiałów.

W cenie należy również uwzględnić deficytowość miedzi na rynku krajowym i do obliczeń przyjmować w tym celu stosunek ceny blachy transformatorowej 0,35/1,3 mm — W/kg do miedzi nawojowej izolowanej papierem, jak 1:6. W stosunku tym deficytowość miedzi została uwzględniona przez podniesienie ceny handlowej o 30%.

Wybór wartości indukcji. Przy obliczaniu średnicy kolumny i dalszych parametrów transformatora należy zdecydować się na wybór wartości indukcji. Zaleca się rozpoczynać te obliczenia od maksymalnych dopuszczalnych wartości indukcji dla danej wielkości transformatora. Wartości te są podyktowane własnościami magnetycznymi blachy transformatorowej oraz koniecznością ograniczenia prądu magnesującego transformatora.

Po wyznaczeniu dla dopuszczalnej wartości indukcji ciężaru sprowadzonego wykonujemy obliczenia tego ciężaru dla indukcji niższych o 400—600 Gs od wartości poprzedniej. Jako ostateczne rozwiązanie zaleca się przyjąć rozwiązanie odpowiadające indukcji niższej o 200—300 Gs od indukcji najkorzystniejszej (najniższy ciężar sprowadzony). Tłumaczy się to [6] następującymi względami: ciężar sprowadzony wzrośnie bardzo nieznacznie, zużycie miedzi zmaleje, prąd magnesowania zmaleje, przejście na gorszą blachę będzie łatwiejsze, wysokość kolumny zmaleje, co wpływa korzystnie na zużycie oleju i stali konstrukcyjnej.

Projektując zastosowanie blachy o grubości 0,5 mm, a szczególnie o gorszych własnościach niż 0,5/1,45, należy oczekiwać najkorzystniejszego rozwiązania w zakresie indukcji niższych od dopuszczalnych o wielkość rzędu 1000 Gs.

Projektując dalsze wielkości serii transformatorów należy oczekiwać najkorzystniejszych warunków dla tych samych wartości indukcji, dla których uzyskano najkorzystniejsze rozwiązanie w poprzednio obliczanych wielkościach.

6. Przykład obliczeń.

Zaprojektować 3-fazowy transformator olejowy o mocy 6300 kVA, przekładni 30000 ± 5%/6300 V, napięciu zwarcia 7%, stratach w żelazie 18 700 W, stratach w miedzi 53 500 W, układzie połączeń Yd5, częstotliwości 50 Hz oraz przy zastosowaniu blachy 0,35/1,3 mm — W/kg.

Ustalenie danych wyjściowych.

$$P = 6{,}3 \cdot 10^6 \text{ VA}; \quad E_1 = \frac{30000}{\sqrt{3}} \text{ V} \pm 5\%;$$

$$u_x = \sqrt{u_z^2 - \left(\frac{\Delta P_m}{P}\ 100\right)^2} \approx 7\%$$

$$k_{m1} = 0{,}52; \quad k_{m2} = 0{,}55; \quad k_m = \frac{0{,}52}{0{,}55} = 0{,}95 \quad \text{(wg rozdz. 5)}.$$

Na podstawie wzoru (36) można orientacyjnie ustalić średnicę kolumny i dla niej na podstawie danych z literatury ustalono $k_z = 0{,}74$.

Dla transformatorów projektowanych na podstawie PN/E-81100—81102 na blachę 0,35/1,3 należy oczekiwać najkorzystniejszej indukcji w pobliżu wartości 14500 Gs. Straty dodatkowe dla uzwojenia połączonego w trójkąt wyniosą dla tej wartości indukcji około 7% (tabl. II). Przyjmuje się 10%. Stąd straty obliczeniowe w żelazie należy przyjąć

$$\Delta P_z = \frac{18700}{1{,}1} = 17000 \text{ W}.$$

Według rozdz. 4 i 5

$$k_w = 1{,}1; \quad j = \frac{j_1}{j_2} = 1{,}1; \quad \Delta P_m = \frac{53500}{1{,}05} = 51000 \text{ W}.$$

Na podstawie literatury przyjęto:

$$s_{c2} = 1{,}5 \text{ cm}; \quad s_{12} = 2{,}8 \text{ cm}; \quad s_{11} = 3{,}0 \text{ cm};$$

$$h_o = 7 + 0{,}5\ (3{,}0 + 1{,}5) = 9{,}3 \text{ cm}.$$

Również przyjęto według rozdz. 5

$$k_r = 8{,}0; \qquad \frac{C_m}{C_z} = 6.$$

Obliczenia (według podanych wyżej wzorów).

(14) $$A_1 = \frac{1{,}5 \cdot 2{,}8}{1 + 1{,}1 \cdot 0{,}95} = 2{,}05$$

(15a) $$A_o = \frac{0{,}129 \cdot 6{,}3 \cdot 10^6 \cdot 7\ (1 + 1{,}1)}{8{,}0 \cdot 51000 \cdot 0{,}52 \cdot 1{,}1\ (1 + 1{,}1 \cdot 0{,}95)} = 24{,}8$$

(13) $$a_1 = \sqrt{2{,}05^2 + 24{,}8} - 2{,}05 = 3{,}3 \text{ cm}$$

(9) $$a_2 = 3{,}3 \cdot 0{,}95 \cdot 1{,}1 = 3{,}5 \text{ cm}$$

(16) $$S = 2\ (1{,}5 + 3{,}5 + 2{,}8 + 3{,}3) + 3 = 25{,}2 \approx 25{,}5 \text{ cm}$$

(18) $$M_1 = 2\ (1{,}5 + 3{,}5 + 2{,}8) + 3{,}3 = 18{,}9 \text{ cm}$$

(19) $$M_2 = 2 \cdot 1{,}5 + 3{,}5 = 6{,}5 \text{ cm}$$

(23) $$M = 18{,}9 + \frac{6{,}5}{1{,}1} = 24{,}8 \text{ cm}$$

(22) $$R = 1 + \frac{1}{1{,}1} = 1{,}91$$

(26a) $$Q = 1{,}35 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}74^2 \cdot 3{,}3 \cdot 0{,}52 \cdot 51000 = 0{,}065$$

Dalsze obliczenia są wykonane przy założeniu $B = 14500$ Gs

(28a) $$K_o = 0{,}545 \cdot 1{,}1 \frac{6{,}3^2 \cdot 10^{12}}{0{,}065} \cdot 24.8 \frac{1}{14500^2} =$$

$$= 9{,}08 \cdot 10^{15} \cdot \frac{1}{2{,}11 \cdot 10^8} = 43 \cdot 10^6$$

(29a) $$K_1 = 0{,}545 \cdot 1{,}1 \frac{6{,}3^2 \cdot 10^{12}}{0{,}065} \cdot 1{,}91 \frac{1}{14500^2} =$$

$$= 6{,}98 \cdot 10^{14} \frac{1}{2{,}11 \cdot 10^8} = 3{,}31 \cdot 10^6$$

(30a) $$K_2 = 69 \cdot 10^8 \cdot 1{,}1 \frac{17000}{3{,}2 \cdot 0{,}74} \cdot \frac{1}{14500^2} =$$

$$= 54{,}5 \cdot 10^{12} \frac{1}{2{,}11 \cdot 10^8} = 0{,}258 \cdot 10^6$$

(31a) $$K_4 = 0{,}364\ (3 \cdot 9{,}3 \cdot 1{,}1 + 2 \cdot 25{,}5) = 29{,}6.$$

Równanie (27) rozwiązujemy drogą prób rozpoczynając od średnicy wyznaczonej ze wzoru (36). Pożądana dokładność obliczenia średnicy wynosi 1%.

n	0	1	4	5	$\sum_{n=0,1}^{4,5} K_n D^n$	2
K_n	$43 \cdot 10^6$	$3{,}31 \cdot 10^6$	29,6	1		$0{,}258 \cdot 10^6$
D^n	1	44	$3{,}77 \cdot 10^6$	$166 \cdot 10^6$	—	1940
$K_n \cdot D^n \cdot 10^{-6}$	43	146	111	166	466	500
D^n	1	47	$4{,}9 \cdot 10^6$	$230 \cdot 10^6$	—	2210
$K_n \cdot D^n \cdot 10^{-6}$	43	156	145	230	574	571

(25) $$h = \frac{6{,}3^2 \cdot 10^{12}}{0{,}065} \cdot \frac{(1{,}91 \cdot 47 + 24{,}8)}{47^4} \cdot \frac{1}{14500^2} =$$

$$= 67{,}8 \approx 68 \text{ cm}$$

(17) $$H = 68 + 18{,}6 \cong 87 \text{ cm}$$

(33a) $$G_z = 5{,}93 \cdot 10^{-3}\ [3 \cdot 87 + (5{,}5 \cdot 47 + 4 \cdot 25{,}5)\ 1{,}1]\ 0{,}74 \cdot 47^2 = 6340 \text{ kg}$$

(24a) $$j_1 = 2{,}25 \sqrt{\frac{51000}{3{,}3 \cdot 68 \cdot 0{,}52\ (1{,}91 \cdot 47 + 24{,}8)}} =$$

$$= 2{,}25 \cdot 1{,}95 = 4{,}38 \text{ A/mm}^2$$

(1a) $$z_1 = 5{,}75 \cdot 10^5 \frac{17300}{0{,}74 \cdot 14500 \cdot 2210} = 420$$

(34a) $$G_{m1} = 8{,}4 \cdot 10^{-4} \cdot 420 \frac{121}{4{,}38} \cdot 1{,}05 \cdot (47 + 18{,}9) = 675 \text{ kg}$$

(35a) $$G_{m2} = 8{,}4 \cdot 10^{-4} \cdot 420 \frac{121}{4{,}38} \cdot 1{,}1\ (47 + 6{,}5) = 575 \text{ kg}$$

(32) $$G_{sp} = 6340 + 6\ (675 + 575) = 13840 \cong 13900 \text{ kg}$$

Należy jeszcze sprawdzić, czy najkorzystniejsze rozwiązanie znajduje się dla przyjętej wartości indukcji 14500 Gs. W tym celu należy wyznaczyć wartość ciężaru sprowadzonego do indukcji niższej, np. 14000 Gs. Zmianie ulega końcowa część obliczeń począwszy od stałych równania (27).

$$K_o = 9{,}08 \cdot 10^{15} \frac{1}{14000^2} = 46{,}4 \cdot 10^6,$$

$$K_1 = 6{,}98 \cdot 10^{14} \frac{1}{1{,}96 \cdot 10^8} = 3{,}56 \cdot 10^6,$$

$$K_2 = 5{,}45 \cdot 10^{12} \frac{1}{1{,}96 \cdot 10^8} = 0{,}278 \cdot 10^6,$$

$$K_4 = 29{,}6.$$

Postępując dalej jak w pierwszym obliczeniu otrzymamy:

$D = 49$ cm; $h = 63$ cm; $H = 82$ cm; $G_z = 6900$ kg;

$j_1 = 4{,}5$ A/mm^2; $z_1 = 400$ zwojów; $G_{m1} = 645$ kg;

$G_{m2} = 555$ kg; $G_{sp} = 14100$ kg.

Z porównania ciężarów sprowadzonych otrzymanych przy indukcji 14500 i 14000 Gs widać, że pierwsze rozwiązanie jest korzystniejsze. Również z tych porównań jest widoczne, że dla granicznej dopuszczalnej wartości indukcji (14800 Gs) — dla blachy o miernych własnościach magnetycznych (np. blacha 0,35/1,3) — można oczekiwać nieco korzystniejszego rozwiązania pod względem zużycia materiałów. Jednak biorąc pod uwagę wzrost strat dodatkowych w żelazie przy wyższych indukcjach oraz wyższy prąd magnesujący można uznać pierwsze rozwiązanie za najkorzystniejsze.

7. Porównanie z innymi metodami.

W ciągu ostatnich 20 — 30 lat opracowano szereg metod wyznaczania ekonomicznych kształtów geometrycznych transformatora. Jednakże większość tych prac nie odpowiada wymaganiom stawianym przez projektującego. Najbardziej odpowiadają pod tym względem metody opracowane przez prof. Dubickiego [3], Bułgakowa [4] oraz Schwarza i Böckera [1,2].

Metoda prof. Dubickiego jest metodą analityczną, w której — wychodząc z założonych wielkości mocy, napięcia, strat i napięcia zwarcia — określa się najekonomiczniejsze kształty transformatora. Wprowadzony współczynnik zapełnienia miedzią okna transformatora trudno jest dokładnie określić. To powoduje, że otrzymane wyniki nie są dokładne i należy je poprawić przy szczegółowym obliczeniu. Również niejednokrotnie rozwiązanie najkorzystniejsze wypada przy niedopuszczalnych wartościach indukcji. W takich przypadkach projektujący musi wprowadzać zmiany według swego uznania.

Metoda Bułgakowa opiera się na tych samych zasadach, co i metoda prof. Dubickiego. Nie uwzględnia się w niej napięcia zwarcia, co, oczywiście, jest jej brakiem. Bułgakow opracował swoją metodę bardzo starannie. Wyeliminował z niej wszystkie żmudne obliczenia podając ich wyniki w formie krzywych lub tabel. Również w przypadku uzyskania najkorzystniejszego rozwiązania przy niedopuszczalnych wartościach indukcji podaje sposób wyznaczania kształtów transformatora przy dopuszczalnej wartości indukcji.

Metoda Bułgakowa ma w zasadzie te same usterki, co i metoda prof. Dubickiego. Przede wszystkim jest zbyt mało dokładna. Niejednokrotnie wyniki uzyskane przy posługiwaniu się metodą względnego minimum (z ograniczoną wartością indukcji) są korzystniejsze od wyników metody bezwzględnego minimum (bez ograniczenia wartości indukcji). Czasami zakres opracowanych krzywych pomocniczych do obliczeń okazuje się niewystarczający.

Metoda Schwarza-Böckera jest metodą wykreślną. Oblicza się szereg wariantów projektowanego transformatora na coraz to większych średnicach. Na podstawie tych obliczeń sporządza się charakterystyki transformatora, które ułatwiają wybór najkorzystniejszego rozwiązania. Do swej metody Schwarz

Tablica IV. Zestawienie wyników obliczania transformatorów *)

Metoda	P (MVA)	$\frac{U_1}{U_2}$ (kV)	ΔP_z (kW)	D (cm)	H (cm)	S (cm)	G_z (kg)	B (kGs)	ΔP_m (kW)	G_m (kg)	$j_{śr}$ (A/mm²)	$G_z + 6G_m$ (kg)
	6,3	30/6,3	17,1	41,5	120	26	5700	14.3	53,5	1720	3,6	16000
Autor	6,3	30/—	17,1	41	120	27	5450	14,5	53,5	1650	3,7	15350
M — 1	6,0	30/6,3	16,9	40	139	30	5430	14.6	51,3	2200	3,1	18600
M — 3	6,3	20/6,3	19,4	41,5	115	27,5	5600	14,6	48,8	1830	3,2	16600
Bułgakow												
a)	6,3	35/—	18,7	44	110	32	6150	14,1	53,5	1600	3,65	15800
b)	6,3	35/—	18,7	40,5	118	34	5250	14,5	53,5	1740	3,5	15650
Schwarz	6,3	30/—	18,7	41,5	110	26	5400	15,1	53,5	1540	3,7	14650
Autor	6,3	30/—	18,7	45	93	26	6050	14,5	53,5	1325	3,9	14000
M — 3	16	110/6	46	56	190	48	15000	14,5	110	3860	3,4	38000
Bułgakow												
a)	16	110/—	46	64	185	53	20000	12,0	110	3730	3,4	42500
b)	16	110/—	brak danych pomocniczych w potrzebnym zakresie									
Autor	16	110/—	46	62	122	44	15500	14,5	110	2570	4,2	31000

*) W zestawieniu tym oznaczają:
Bułgakow a) — metodę bezwzględnego minimum,
Bułgakow b) — metodę względnego minimum przy $B = 14500$ Gs.

wprowadza współczynnik zapełnienia miedzią przekroju uzwojenia. Tę wartość można na podstawie już wykonanych transformatorów znacznie trafniej określić niż przyjmowany w poprzednich metodach współczynnik zapełnienia miedzią okna transformatora. Jednakże dokładność i tej metody pozostawiała wiele do życzenia. Innym brakiem metody Schwarza-Böckera jest to, że wymaga bardzo dużo pracy.

Przedstawiony wyżej odmienny sposób obliczania transformatorów jest w początkowej fazie zapożyczony od Schwarza, a następnie zmodyfikowany. W naszym przypadku zmienną niezależną jest wartość indukcji, a nie średnica kolumny, jak w oryginalnej metodzie Schwarza.

Odmienny tok postępowania od razu eliminuje rozwiązania najkorzystniejsze o niedopuszczalnych wartościach indukcji. Wyznaczenie ciężaru sprowadzonego dla nowej wartości indukcji wymaga wykonania tylko końcowej części obliczeń.

Za zaletę przedstawionego sposobu obliczeń należy poczytać dużą dokładność. Przy skrupulatnym obliczeniu wartości współczynników zapełnienia miedzią przekrojów uzwojeń otrzymuje się wyniki nie wymagające w zasadzie zmian wymiarów rdzenia.

Również uzyskiwane ciężary sprowadzone materiałów czynnych transformatorów za pomocą tej metody są mniejsze, niż przy posługiwaniu się innymi metodami. Wysokości transformatorów wypadają mniejsze. Zużywa się więc na te transformatory mniej oleju i stali konstrukcyjnej. Ciekawe jest, że w dotychczasowych przeliczeniach porównawczych nawet przy jednakowych współczynnikach obliczenia wykonane metodą Schwarza są mniej korzystne (tabl. IV). Dla wyjaśnienia przyczyn tych różnic trzeba przeprowadzić dodatkową dokładną analizę porównawczą obu metod. Oczywiście przedstawiona metoda nie jest wolna od usterek. Wykonanie kilku przeliczeń porównawczych dla znalezienia optymalnego rozwiązania wymaga dodatkowej pracy. Brak jest opracowanych pomocy do obliczeń np. nomogramu dla rozwiązywania równania 27. Proponowana metoda nie przeszła dostatecznej próby projektowania przemysłowego i dlatego może się okazać, że będą konieczne pewne zmiany.

W ostatecznej ocenie omówionych metod trudno jest dać jednej z nich pierwszeństwo. Dla porównania wyników podajemy w tabl. IV zestawienie obliczeń transformatorów wykonanych omówionymi metodami oraz rozwiązań opracowanych w naszych biurach konstrukcyjnych.

Przy obliczaniu transformatorów o mocy 6,3 MVA metodą Schwarza i metodą autora przyjęto te same wartości współczynników. W tabl. IV nie przytoczono wyników, uzyskanych przy obliczaniu metodą prof. Dubickiego, ze względu na brak pomocniczych danych w potrzebnym zakresie.

Wyniki tabl. IV wykazują, że metoda autora daje najoszczędniejsze konstrukcje. Szczególnie duże są różnice pomiędzy wynikami uzyskanymi przy posługiwaniu się tym sposobem i metodą Bułgakowa.

Różnica ciężarów sprowadzonych, uzyskanych za pomocą metody Schwarza a sposobem autora, jest stosunkowo nieduża. Natomiast pod względem ilości zużytej miedzi metoda Schwarza daje mniej korzystnie wyniki.

Zaskakujący wynik uzyskujemy przy obliczaniu transformatora o mocy 16 MVA zaprojektowanego przez M-3. Dla otrzymanego rozwiązania zrobiono szczegółową kartę obliczeń, która potwierdziła realność otrzymanego rozwiązania.

Konstrukcje zakładów M-1 i M-3, w których kształty geometryczne transformatora nie były sprawdzane pod względem ekonomicznego zużycia materiałów czynnych, są mniej korzystne pod tym względem od rozwiązań uzyskanych innymi przytoczonymi metodami.

8. Wnioski końcowe.

Jak już wspomniano na początku artykułu problem ekonomicznego projektowania transformatorów jest niezmiernie rozległy. W tym referacie jest poruszone tylko jedno zagadnienie z tej dziedziny. Z pozostałych zagadnień prawdopodobnie nie wszystkie znajdą oddzielne naświetlenie. Dlatego może celowe będzie zebranie i przedstawienie tu zadań, dotyczących całokształtu zagadnienia ekonomicznego projektowania transformatorów.

1) W najbliższej przyszłości należy określić ekonomicznie uzasadnioną dla naszej gospodarki sprawność okresową transformatorów oraz ustalić właściwy rozdział strat ogólnych transformatora na straty w żelazie i miedzi.

2) Należy radykalnie poprawić jakość blachy transformatorowej. Jest to równoznaczne z bardzo poważnym obniżeniem kosztów produkcji i eksploatacji transformatorów.

3) Należy poddać rewizji dotychczasowy pogląd na wartość napięcia zwarcia. Z punktu widzenia konstruktora powiększenie napięcia zwarcia oznacza obniżenie ceny transformatora oraz wzrost jego wytrzymałości dynamicznej i termicznej na zwarcia.

4) Po dokonaniu możliwie głębokiej analizy wymienionych zagadnień konieczne będzie poddać rewizji obecne normy na transformatory z uzwojeniem miedzianym, jak również opracować normy na transformatory z uzwojeniem aluminiowym. Norma na transformatory z uzwojeniem aluminiowym powinna uwzględniać nową sytuację gospodarczą, którą wytworzyło uruchomienie huty aluminium w kraju.

5) Należy rozpowszechnić stosowanie metod wyznaczania ekonomicznych kształtów geometrycznych transformatotów we wszystkich transformatorowych biurach konstrukcyjnych.

Tak wyznaczona i przeprowadzona praca pozwoli na uporządkowanie zagadnień ekonomicznych w dziedzinie eksploatacji i konstruowania transformatorów. Przyniesie ona niewątpliwie duże korzyści dla naszej gospodarki narodowej.

LITERATURA

[1] Schwarz Benno. Der wirtschaftliche Entwurf des Transformatores (EuM, 1931, nr 48)
[2] Böcker Helmut. Beitrag zur Vorausberechnung von Transformatoren (EuM, 1936, nr 7)
[3] Dubicki Bolesław. Obliczanie trójfazowych transformatorów rdzeniowych (Przegl. Elektr., 1950, z. 1/2/3)
[4] Bułgakow N. J. Rasczot transformatorow, (Gosenergoizdat. 1951)
[5] Postnikow J. M. Projektirowanje elektriczeskich maszyn (Goseniergoizdat, 1952)
[6] Lepieszko Wiktor. Ekonomiczne projektowanie transformatorów (Wiadomości informacyjne CBKME, zesz. 15/16)

XII

MGR INŻ. ZB. KOPCZYŃSKI

Obecne tendencje w projektowaniu i budowie krajowych transformatorów wielkiej mocy

(083.9):621.314.2:621.3.026.45(483)

Treść. Wpływ szybkiego rozwoju produkcji przemysłowej na nowe konstrukcje transformatorów. Nowe rodzaje uzwojeń. Uzwojenia regulacyjne. Wytrzymałość udarowa nowych typów uzwojeń. Rodzaje stosowanej obecnie izolacji głównej. Technologia uzwojeń. Rdzenie wielkich transformatorów. Konstrukcje prasujące rdzeń i uzwojenia. Wytrzymałość zwarciowa transformatora. Konstrukcja kadzi transformatorowych. Chłodzenie wielkich transformatorów.

Нынешние течения в проектировании и постройке трансформаторов большой мощности. Влияние быстрого развития промышленности на конструкцию новых трансформаторов. Новые типы обмоток. Регулировочные обмотки. Сопротивление удара обмоток нового типа. Виды применяемой ныне главной изоляции. Технология обмоток. Сердечники больших трансформаторов. Конструкции прессующие сердечник и обмотки. Сопротивление трансформаторов коротким замыканиям. Конструкция трансформаторных баков. Охлаждение больших трансформаторов.

Prevailing trends in high-power transformer design and construction in Poland. Influence of the rapid development of industrial production on new transformer designs. New types of windings. Regulating windings. Surge strength of new types of windings. Kinds of main insulation now in use. The technology of windings. Cores of large transformers. Equipment for pressing cores and windings. Short-circuit resistance of transformers. Transformer tank design. The cooling of large transformers.

1. Rozważania ogólne.

Krajowy przemysł transformatorowy należy do tych gałęzi polskiego przemysłu maszynowego, które poczyniły w ciągu ostatnich 10 lat bardzo duże i niewątpliwie wszechstronne postępy. Pomijając sprawy olbrzymiego wzrostu ilościowego produkcji i rozszerzenia zakresu asortymentowego omówimy nasze dotychczasowe osiągnięcia od strony konstrukcyjnej i technologicznej i naszkicujemy dalsze tendencje rozwojowe przemysłu transformatorowego.

Nie wchodząc głębiej w sprawę dużego wzrostu produkcji należy stwierdzić, że do roku 1944 wytwarzanie nawet małych transformatorów miało charakter przeważnie jednostkowy. Obecnie produkcja ta ma w dużej części charakter seryjny w grupie transformatorów od 20 do 315 kVA i małoseryjny przy większych mocach. W ostatnich latach dzięki planowej gospodarce dochodzimy do tego, że seria 20 szt. transformatorów o mocy 16 MVA, 110 kV, nie jest zjawiskiem odosobnionym. Z tego powodu podejście do zagadnień konstrukcyjnych obecnie jest zupełnie inne niż przed 1944 r.

Dawniejsze konstrukcje krajowe miały charakter doświadczalny i przejściowy. Zmiany wprowadzane były bardzo często. Transformatory identycznej mocy i przekładni, produkowane w odstępach kilkunastu miesięcy, miały często różną konstrukcję.

W ostatnim dziesięcioleciu poczynione były duże wysiłki zmierzające do ustalenia i ujednolicenia konstrukcji i technologii różnych fabryk. W wielkiej mierze przyczyniło się do tego utworzenie Centralnego Biura Konstrukcyjnego Maszyn Elektrycznych w Stalinogrodzie, które rozpoczęło swą działalność w r. 1948. Prócz tego przyfabryczne biura konstrukcyjne czyniły duże wysiłki w kierunku osiągnięcia możliwie prostych i pewnych w pracy konstrukcji.

Szybkie zwiększenie możliwości produkcyjnych istniejących fabryk transformatorowych było możliwe przede wszystkim dzięki znormalizowaniu typów oraz uproszczeniu konstrukcji. Należało starać się o jak najdalsze zmniejszenie robocizny, przy czym kwestia materiałów deficytowych nie mogła być pominięta.

Nowe konstrukcje musiały dać oszczędność miedzi i innych metali kolorowych, przy czym nie mogło to się odbyć kosztem znacznego powiększenia ciężaru żelaza czynnego i konstrukcyjnego albo oleju. Warunek osiągnięcia minimum kosztów transformatora danej mocy i przekładni (a przynajmniej zbliżenia się do niego) musiał być zachowany.

Do realizacji powyższych założeń przyczyniło się w dużej mierze opracowanie projektów norm na transformatory małe (20-1600 kVA), średnie (2-10 MVA) i duże (powyżej 10 MVA) oraz późniejsze zatwierdzenie ich i wydanie w formie ostatecznej z mocą obowiązującą. Normy te (PN/E-81100—81101—81102) ustaliły szereg mocy transformatorów, straty, napięcia zwarcia i rodzaj chłodzenia. Obecnie konstruktor przystępujący do projektowania transformatora ma już pewne oparcie w podstawowych danych zawartych w normach. Wydane normy nie obejmują wszystkich typów transformatorów (brak norm na transformatory regulacyjne, prostownikowe, piecowe itp.), jednakże zasadniczy trzon produkcji został już znormalizowany.

Szybki rozwój krajowej energetyki pod względem mocy i napięć przesyłowych (110 i 220 kV) postawił przed konstruktorami nowe zagadnienia, które należało jak najdokładniej przeanalizować, ażeby ustalić nowe założenia konstrukcyjne i nie opierać się, jak dotąd, na zagranicznych receptach nie popartych własnymi badaniami.

Do rozwiązania wielu zagadnień przyczyniło się w dużej mierze utworzenie Instytutu Elektrotechniki, gdzie Zakład Wysokich Napięć został wyposażony w urządzenia konieczne do badań wytrzymałości udarowej uzwojeń transformatorowych.

Badania, przeprowadzone przez Instytut na różnych typach transformatorów wykonanych specjalnie do tego celu przez krajowe wytwórnie, doprowadziły do ustalenia kryteriów wytrzymałości elektrycznej i typowych konstrukcji uzwojeń dla różnych napięć znamionowych.

Zasadniczym zagadnieniem zbadanym już w głównych zarysach przez Instytut była sprawa zwiększenia wytrzymałości udarowej transformatorów na 110 kV. Nowe rozwiązania, o których dalej będzie mowa, dały prawie dwukrotne zwiększenie wytrzymałości udarowej przy równoczesnym zmniejszeniu grubości izolacji zwojowej i zaoszczędzeniu miejsca, a więc również zmniejszeniu ciężaru ogólnego transformatorów. Obecnie mają być wszczęte badania rozmaitych typów uzwojeń transformatorów 220-kilowoltowych, które mają być produkowane w kraju w najbliższych latach.

Powstały na Politechnice Łódzkiej przy katedrze maszyn elektrycznych ośrodek naukowy, zajmujący się specjalnie zagadnieniami z dziedziny transformatorów, przyczynił się w dużej mierze do ustalenia poglądów na sprawy: budowy i eksploatacji transformatorów trójuzwojeniowych, wytrzymałości zwarciowej, grzania i chłodzenia oraz wielu innych zagadnień, ściśle związanych z potrzebami przemysłu i energetyki.

Mając tego rodzaju oparcie konstruktor projektujący obecnie nowy typ transformatora nie jest zdany tylko na intuicję techniczną i nie musi błądzić po omacku lub powtarzać stare rozwiązania zagraniczne zgodnie z licencją, jak to było przed dziesięciu laty.

W dobie dzisiejszej rozwiązania innych fabryk o światowym rozgłosie przestały już być tajemnicą i najnowsze zdobycze oraz ulepszenia takich zakładów, jak np. Moskiewska Fabryka Transformatorów, Zakłady im. Klementa Gottwalda w Budapeszcie (dawniej Ganz — jedna z najstarszych fabryk transformatorów w Europie), Zakłady Wytwórcze Transformatorów w Berlinie i Dreźnie, są nam udostępniane wraz z wszelkimi podstawami naukowymi, wynikami prób oraz danymi z eksploatacji.

2. Postęp techniczny a seryjność i pracochłonność produkcji.

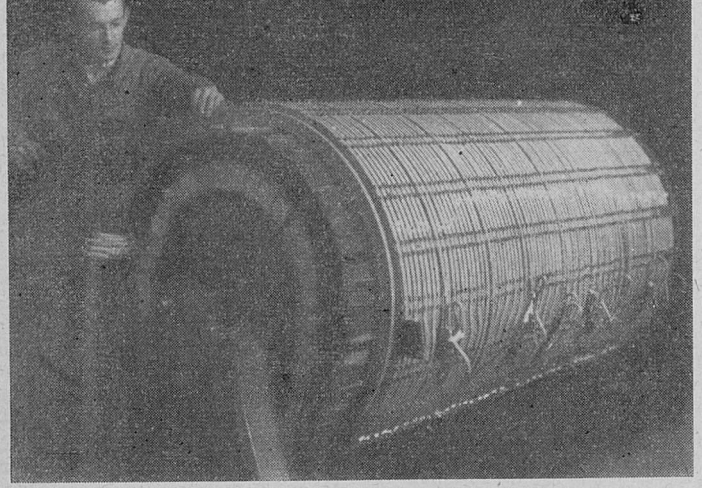
Istniejące obecnie tendencje ustalenia i ujednolicenia konstrukcji nie oznaczają bynajmniej wstrzymania na dłuższy okres postępu technicznego. Dalszy rozwój krajowego przemysłu transformatorowego bez nieustannych innowacji byłby niemożliwy. Toteż wszelkie nowe pomysły i ulepszenia będą stale badane, poddawane próbom i wykonywane w formie prototypów. Jednakże wprowadzenie tych zmian do produkcji seryjnej będzie następowało dopiero po całkowitym zakończeniu badań i próbnej eksploatacji prototypów z pomyślnym wynikiem.

Opracowana seria transformatorów będzie produkowana bez zmian przez pewien okres czasu, a dopiero gdy uzna się ją za przestarzałą wprowadzony będzie do produkcji typ zmodernizowany. Uniknie się w ten sposób dawnego chaosu zbyt częstych zmian, które uniemożliwiały racjonalną produkcję seryjną i wprowadzały zamieszanie w gospodarkę materiałową.

Wiele dawnych konstrukcji zupełnie dobrych technicznie i pewnych w eksploatacji wymagało — dla poprawnego wykonania ich — najbardziej kwalifikowanych pracowników, którzy musieli być przy tym zatrudnieni przez długi okres czasu (konstrukcje trudne do wykonania i pracochłonne). Pracownik wysoko kwalifikowany jest szkolony bardzo długo, a prócz tego musi mieć wieloletnią praktykę warsztatową. Tymczasem zapotrzebowanie transformatorów wielkich i małych mocy w okresie planu 6-letniego wzrastało tak szybko, że sprawa wykorzystania sił roboczych słabo wykwalifikowanych stała się koniecznością. Tym samym konstrukcje trudne i pracochłonne musiały być zastąpione konstrukcjami prostymi, których jakość najczęściej przewyższała konstrukcje dawne, a w najgorszych przypadkach dorównywała im.

3. Konstrukcja i technologia uzwojeń.

Praktykę powyższą można zilustrować na przykładzie uzwojeń dla transformatorów dużych mocy. Stare konstrukcje przewidywały wykonanie oddzielnych dwucewek, montowanie ich na kolumnie transformatora, przyklejanie poszczególnych wsta-



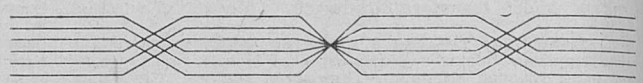
Rys. 1. Uzwojenie wywrotkowe

wek dystansowych między cewkami, a następnie łączenie dużej liczby przerw na przewodzie przy pomocy lutowania. Lutowane miejsca wymagały dodatkowo ręcznego izolowania. Zastąpienie starej konstrukcji uzwojeniem ciągłym typu wywrotkowego (rys. 1) znacznie poprawiło jakość uzwojenia, zredukowało ogólny czas roboczy do połowy i odciążyło dział montażu transformatorów, w którym poprzednio wykonywano większą część podanych wyżej operacji. Uzwojenie nie ma obecnie łączeń lutowanych i jest bardziej odporne na siły zwarciowe z powodu jednolitego naciągu drutu na całej jego długości.

Dział montażowy otrzymuje już zupełnie wykończone uzwojenia, które wystarczy włożyć na kolumny transformatora i wykonać połączenia międzyfazowe. Sprawa ta ma wielkie znaczenie, ponieważ dział montażowy w wytwórni transformatorów jest najkosztowniejszy (wysokie hale, ciężkie suwnice i specjalne urządzenia). Z tego powodu w ostatnich latach położono duży nacisk na zagadnienia całkowitego wykończenia uzwojenia w dziale nawijalni, jako też innych podzespołów we właściwych działach (np. przełączniki zaczepów w przełącznikarni, kompletnie uzbrojone pokrywy w dziale pokryw itd.). W ten sposób czynności w dziale montażowym skrócone są do minimum; polegają one na założeniu gotowych uzwojeń na kolumny, zamknięciu górnego jarzma, założeniu pokrywy i wykonaniu połączeń. Dzięki takiemu rozwiązaniu przepustowość hal montażowych wzrosła kilkakrotnie.

Wracając do sprawy ulepszenia uzwojeń należy wspomnieć o wprowadzeniu do produkcji uzwojeń wywrotkowych o wielu gałęziach równoległych. Jeszcze przed kilku laty wykonywano w kraju uzwojenia wywrotkowe o jednej a najwyżej dwu gałęziach równoległych. Obecnie wprowadzono uzwojenia wywrotkowe o trzech, czterech, pięciu a nawet sześciu gałęziach równoległych. Uzwojenie tego rodzaju — nieco trudniejsze do wykonania od zwykłego wywrotkowego — daje konstruktorowi wiele nowych możliwości osiągnięcia prostych i pewnych w pracy rozwiązań bez uciekania się do konstruk-

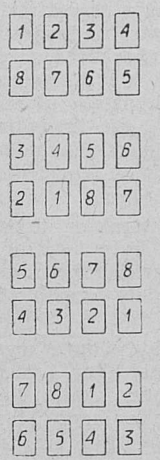
Rys. 2. Schemat przeplecenia uzwojenia śrubowego (dawnego)



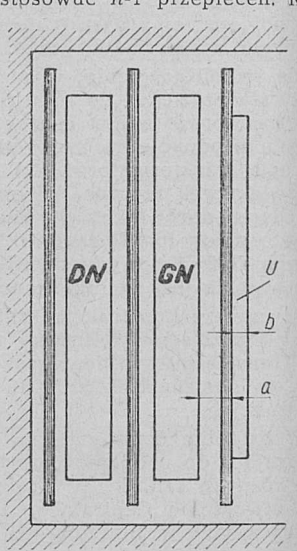
Rys. 3. Schemat przeplecenia uproszczonego (nowego)

cji sztucznych, mających niebezpieczne miejsca już w założeniu.

Znacznym ulepszeniem uzwojenia śrubowego o wielu gałęziach równoległych (dla dużych prądów) było wprowadzenie uzwojenia z uproszczonymi przepleceniami. Dawniej stosowany typ uzwojenia wymagał dużej liczby przepleceń, ażeby można było osiągnąć równomierny rozkład prądów na poszczególne gałęzie równoległe (rys. 2). Na przykład przy n gałęziach równoległych należało stosować n-1 przepleceń. Każde



Rys. 4. Schemat przeplecenia Hobarta



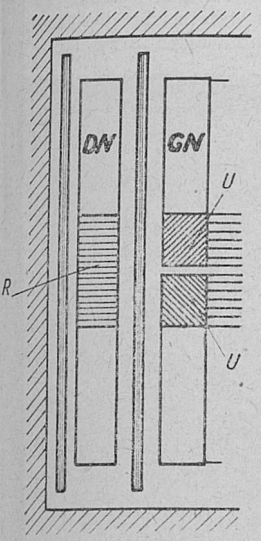
Rys. 5. Umieszczenie uzwojenia regulacyjnego starego typu
U — uzwojenie regulacyjne

przeplecenie wymaga dodatkowego miejsca na wysokości kolumny i utrudnia wykonanie uzwojenia. Przeplecenia uproszczone (rys. 3) są wykonywane zawsze w liczbie 3 niezależnie od liczby gałęzi równoległych; daje to dużą oszczędność miejsca i uproszcza wykonanie uzwojenia. Chociaż uzwojenie z uproszczonymi przepleceniami nie daje całkowitego wyrównania pola rozproszenia dla wszystkich gałęzi równoległych, jednak próby wykazały, że straty dodatkowe w miedzi utrzymują się na tym samym poziomie, co w uzwojeniach z pełnym przepleceniem.

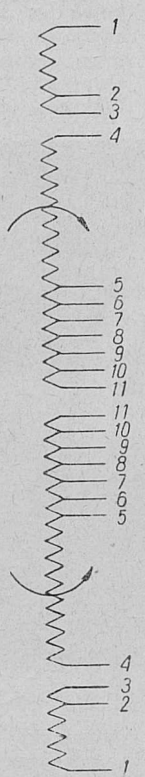
Najlepsze wyniki otrzymuje się przy stosowaniu uzwojeń równoległych o podwójnej śrubie z przepleceniami typu Hobarta (rys. 4); nie powodują one żadnej straty miejsca, jednakże możliwość stosowania ich w praktyce okazuje się znacznie mniejsza, niż uzwojeń o pojedynczej śrubie z przepleceniami uproszczonymi.

U z w o j e n i a r e g u l a c y j n e. Uzwojenia regulacyjne (przy regulacji pod obciążeniem) w dawnych konstrukcjach wykonywane były na osobnej twardej tulei o średnicy większej od średnicy uzwojenia podstawowego (rys. 5). Konstrukcja ta ma duże zalety, ale również duże wady. Zaletami są: 1) zachowanie symetrii przy pracy na różnych zaczepach, 2) możliwość otrzymania regulacji w szerokim zakresie ± 15%

a nawet ± 20%. Wadami zaś są: 1) znaczne powiększenie zewnętrznej średnicy uzwojeń (na skutek konieczności stosowania dużego odstępu *a*), a więc i zwiększenie gabarytu transformatora; 2) osłabiona odporność uzwojenia na siły zwarciowe z powodu małej szerokości promieniowej (wymiar *b* na rys. 5). Wymiar ten zawiera się zwykle w granicach od 5 do 15 mm.



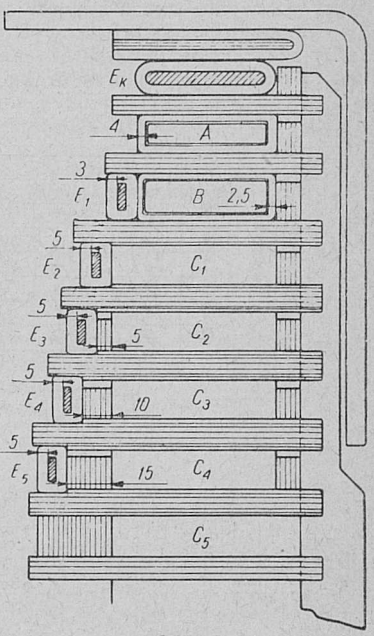
Rys. 6. Umieszczenie uzwojenia regulacyjnego pośrodku kolumny (nowy typ)
U — uzwojenie regulacyjne
R — rozrzedzenie



Rys. 7. Schemat uzwojenia regulacyjnego przy dwóch gałęziach równoległych (nowy sposób)

pu uzwojeniach. Uzwojenia tak zaprojektowane mają dobre oparcie z dołu, od góry zaś łatwo jest je uchwycić w mocne pierścienie prasujące. Radzieckie rozwiązanie polega na umieszczeniu zwojów regulacyjnych pośrodku uzwojenia podstawowego na tej samej średnicy (rys. 6). Jest to rozwiązanie o wiele prostsze od poprzedniego. Wymiar *b* wypada tu na ogół znaczny (50—90 mm).

Należy zauważyć, że przy odłączaniu zwojów regulacyjnych powstaje tu dość znaczna asymetria, którą wyrównywa się częściowo przez stosowanie odpowiedniego rozrzedzenia na stronie dolnego napięcia (rys. 6), pozbawionego regulacji. Pomimo to zakres regulacji przy tym rozwiązaniu musi być ograniczony do ± 10%. Ograniczenie to jest dla praktyki do przyjęcia; cała sieć energetyczna w Związku Radzieckim pracuje przy tym zakresie regulacji, uszkodzenia zaś tego typu transformatorów zdarzają się bardzo rzadko.

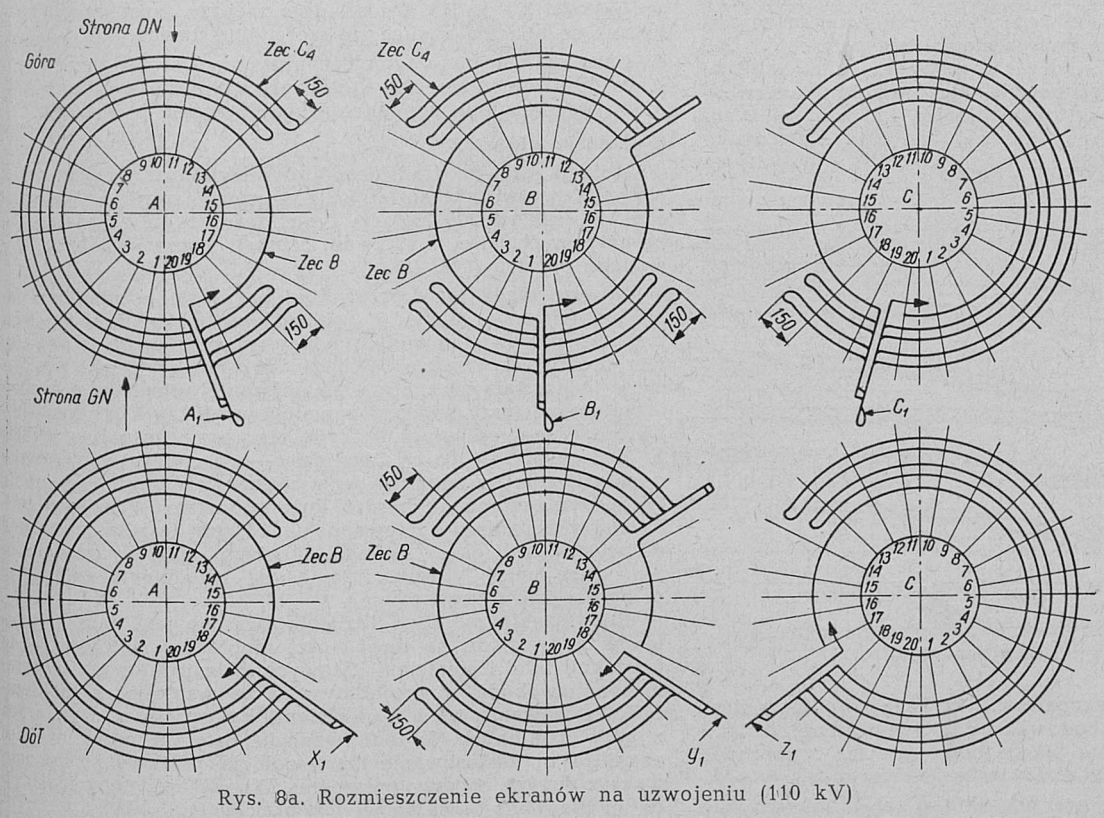


Rys. 8b. Ekrany uzwojeń 110-kilowoltowych

Zakres regulacji może być zwiększony przez odłączenie pewnej partii zwojów wewnątrz uzwojenia (rys. 7), jednakże nie większej niż 5%. Odłączenie to przy napięciu rzędu 110 kV może odbywać się tylko po wyjęciu transformatora z kadzi. Ze względu na zastosowanie gwiazdowego regulatora pod obciążeniem uzwojenie jest podzielone na dwie gałęzie równoległe. Wtedy część regulacyjna może być umieszczona pośrodku uzwojenia, co jest potrzebne do ograniczenia sił zwarciowych.

Uzwojenia powyższego typu zostały już wprowadzone w najnowszych konstrukcjach krajowych przy napięciu 110 i 60 kV, przy czym praca ich jest pewniejsza pod względem wytrzymałości nie tylko zwarciowej, lecz również przepięciowej. Badania w Instytucie Elektrotechniki wykazały, że uzwojenia regulacyjne starego typu (rys. 5) mają kilkakrotnie mniejszą wytrzymałość udarową (na przepięcia atmosferyczne) od uzwojeń wykonanych według rys. 6.

E k r a n o w a n i e c e w e k w s t ę p n y c h. Konstrukcja uzwojenia nowego typu umożliwia stosowanie ekranowania wstępnych cewek, które znacznie polepsza rozkład napięcia udarowego na całej długości przewodu. Ekranowanie to jest stosowane obecnie we wszystkich transformatorach regulacyjnych na 110 kV z uzwojeniami według schematu pokazanego na rys. 7.

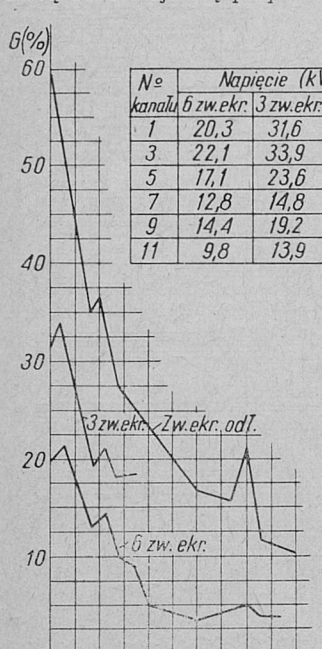


Rys. 8a. Rozmieszczenie ekranów na uzwojeniu (110 kV)

Praktyka wykazuje, że uzwojenia tego typu bardzo często ulegają uszkodzeniom przy zwarciach na skutek wąskiego oparcia. Z tego powodu najnowsze konstrukcje radzieckie starają się osiągnąć możliwie duży wymiar *b* we wszelkiego typu uzwojeniach.

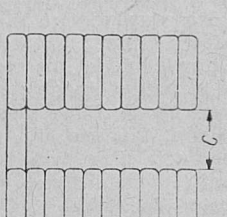
Wykonanie zwojów ekranujących jest bardzo proste; nie powoduje ono zwiększenia gabarytu transformatora, ponieważ

zwoje te, przyłączone do początku uzwojenia, nie obejmują całej kolumny, lecz tylko jej część (rys. 8a). Zwykle ekranuje się pięć do sześciu wstępnych cewek (rys. 8b). Skuteczność działania tego rodzaju ekranowania ilustruje wykres przedstawiony na rys. 9 zdjęty z transformatora na 10 MVA, 110 kV. Przy włączeniu trzech zwojów ekranujących napięcia udarowe w kanałach międzycewkowych zmniejszają się do połowy, przy sześciu zaś zwojach ekranujących do ~ 1/3 tej wartości, którą obserwuje się przy braku zwojów ekranujących. Wskutek dużej poprawy w początkowym rozkładzie napięć udarowych naprężenia występujące między cewkami oraz między zwojami ulegają poważnej redukcji. Z tego powodu przy zastosowaniu ekranowania wstępnych cewek izolacja zwojowa podlega bardzo małym naprężeniom i nie potrzebuje być wzmacniana. Według doświadczenia radzieckiego stosowanie wówczas izolacji zwojowej, pogrubiającej przewód obustronnie o 1,4 mm przy napięciu znamionowym 110 kV, jest w zupełności wystarczające. Próby naszego Instytutu Elektrotechniki potwierdziły ten pogląd. Na tej podstawie krajowe transformatory na 110 kV, zaopatrzone w ekranowanie wstępnych cewek, są obecnie budowane bez wzmocnionej izolacji zwojowej; daje to znaczne oszczędności miejsca i poprawia współczynnik wypełnienia okna w transformatorze.



Nº kanału	Napięcie (kV) 6 zw.ekr.	3 zw.ekr.	0
1	20,3	31,6	59,0
3	22,1	33,9	50,9
5	17,1	23,6	41,9
7	12,8	14,8	34,1
9	14,4	19,2	37,2
11	9,8	13,9	32,6

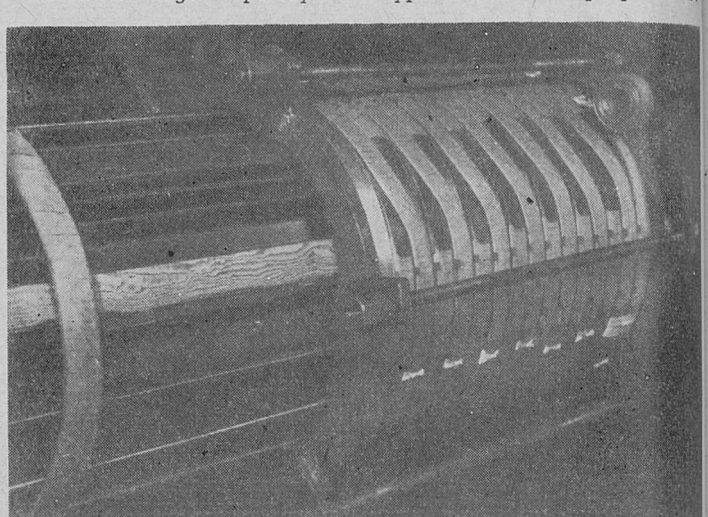
Rys. 9. Wykres napięć udarowych w kanałach międzycewkowych



Rys. 10. Szkic cewek

Obecnie izolacja zwojowa pogrubia przewód obustronnie o 1,4 mm, gdy przy dawnych rozwiązaniach cewki wstępne miały pogrubioną izolację do 2,5 mm, a nawet do 3 mm. Pogrubienie to zmniejszało pojemności międzyzwojowe i pogarszało początkowy rozkład napięcia udarowego. Wzmocniona jest natomiast izolacja międzycewkowa w dwóch pierwszych cewkach (rys. 8b) i powiększone są kanały olejowe między cewkami.

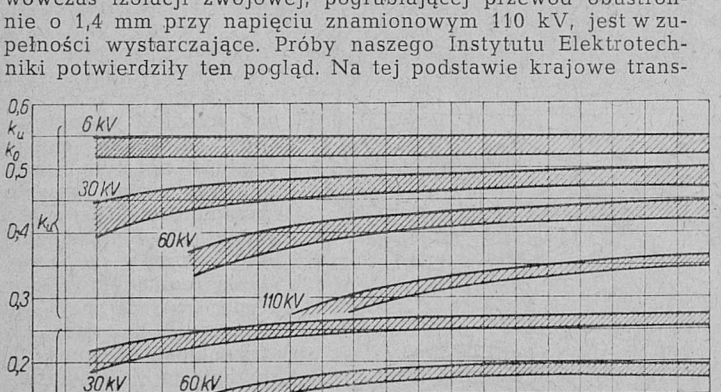
Wyniki ostatnio przeprowadzonych badań wykazały, że w transformatorach wysokonapięciowych izolacja międzycewkowa jest znacznie więcej narażona na przebicie niż izolacja zwojowa. W transformatorach 110-kilowoltowych kanały olejowe powinny mieć wymiar c (rys. 10) między cewkami zwykłymi ok. 7—8 mm, a między cewkami wstępnymi 10—12 mm. Wskutek tego współczynnik wypełnienia okna przy 110 kV



Rys. 12. Uzwojenie starego typu

(stosunek przekroju czystej miedzi do powierzchni okna w rdzeniu) nie jest zbyt duży i wynosi $k_o \cong 0{,}12$ (rys. 11). Szerokie kanały olejowe zapewniają jednak dobre chłodzenie cewek i dlatego można stosować dość wysokie gęstości prądu ok. 4 do 4,5 A/mm^2 w transformatorach o chłodzeniu powietrznym sztucznym. Stosunkowo duża gęstość prądu (w dawnych konstrukcjach wielkich transformatorów tego typu stosowano gęstości 3,2 do 3,5 A/mm^2) daje znaczne oszczędności miedzi, na co obecnie zwraca się szczególną uwagę.

Uzwojenia nowego typu cechuje ażurowość w przeciwieństwie do uzwojeń starych, które były nawijane o wiele ściślej (duży współczynnik zapełnienia, mała gęstość prądu, rys. 12).



Rys. 11. Krzywe współczynników wypełnienia okna (k_o) i wypełnienia uzwojenia (k_u)

4. Izolacja główna.

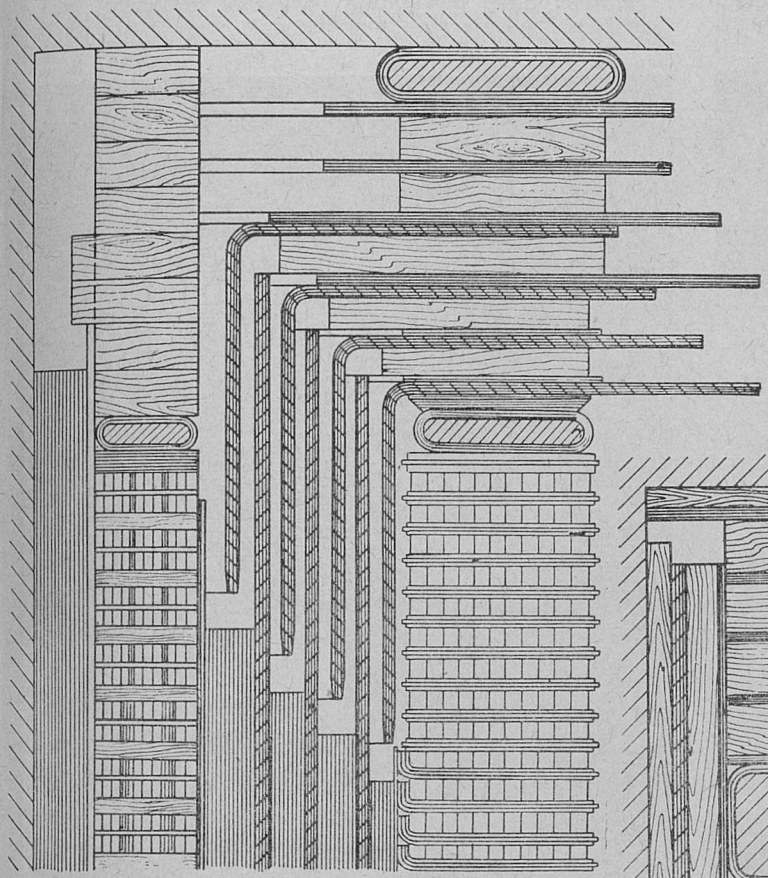
Izolacja główna transformatorów wykonywana jest przez rozmaite wytwórnie europejskie w różny sposób. Wiele fabryk stosuje twardą izolację typu klasycznego, składającą się ze sztywnych tulei i sztywnej izolacji kątowej z bakelizowanego papieru (rys. 13).

Nowsze rozwiązania przewidują tzw. izolację miękką z papieru kablowego (papier o grubości ok. 0,1 mm), przy czym izolację kątową stanowią tu poprzecinane i wygięte pod kątem prostym krawędzie tulei izolacyjnych (rys. 14). Rozwiązanie to pozwala na znaczne zmniejszenie odległości δ między uzwojeniami (przy napięciu znamionowych 110 kV i konstrukcji klasycznej odległość $\delta \cong 60$ mm, przy izolacji miękkiej $\delta \cong 35$ mm) i — co za tym idzie — daje duże zmniejszenie gabarytu transformatora i jego ciężaru ogólnego. Uzwojenie takie wymaga jednak bardzo dużo robocizny. Poza tym gruba warstwa papieru kablowego (ok. 25 mm) jest bardzo trudna do wysuszenia (okres suszenia w próżni musi być zwiększony co najmniej dwukrotnie, a dla osiągnięcia całkowitej pewności nawet trzykrotnie).

Rozwiązanie pierwsze (izolacja twarda) jest bardzo kosztowne ze względu na duży koszt szablonów metalowych do produkcji tulei i pierścieni kątowych. Konstruktor ma tu ograniczoną swobodę w projektowaniu ze względu na konieczność stosowania tulei i pierścieni kątowych o wymiarach z góry ustalonych. Z tego względu ostatnio coraz częściej znajduje tu zastosowanie tzw. izolacja półtwarda, wykonywana z dużych arkuszy preszpanu. Wszelkie odstępy izolacyjne są przy tym takie same, jak przy izolacji klasycznej. Tuleje izolacyjne zwija się z arkuszy preszpanu o wymiarach 2400 mm × 1800 mm i grubości od 1,5 do 2,5 mm. Pierścienie kątowe (rys. 15) wykonywa się osobno z preszpanu o grubości 0,5 mm. Pierścienie nie są sklejane, lecz zszywane na krawędziach. Do produkcji ich nie potrzeba kosztownych sza-

blonów metalowych. Wymiary tulei i pierścieni kątowych są tu dowolne i w niczym nie krępują konstruktora.

Robocizna wymagana przy tej konstrukcji jest mała, wytrzymałość elektryczna jest lepsza od wytrzymałości izolacji



Rys. 13. Przekrój przez izolację twardą
Tuleje i pierścienie kątowe są z papieru bakielizowanego

twardej. Papier bakielizowany ma małą wytrzymałość na naprężenia powierzchniowe, natomiast preszpan znacznie większą.

Izolacja półtwarda jest stosowana z powodzeniem w Związku Radzieckim przy napięciach 110, 220 i 400 kV i w niedalekiej przyszłości będzie stosowana przez nasze fabryki dla transformatorów 110- i 220-kilowoltowych.

Ze sprawą izolacji półtwardej wiąże się ściśle zagadnienie nasycania uzwojeń lakierem gliftalowym. Nasycanie ma na celu usztywnienie uzwojeń i uodpornienie ich na siły zwarciowe. Przy izolacji twardej rolę usztywnienia spełniały tuleje z papieru bakielizowanego; przy izolacji półtwardej sztywność konstrukcji osiąga się częściowo przez dobrze sklejone lakierem gliftalowym uzwojenie, częściowo zaś przez tuleje zwinięte z grubego preszpanu. Lakier gliftalowy obniża przy tym bardzo nieznacznie wytrzymałość elektryczną izolacji zwojowej (o ok. 10%).

Jak wykazała praktyka budowy transformatorów na wysokie napięcia, papier bakielizowany jest materiałem bardzo niepewnym ze względu na wspomnianą już małą wytrzymałość powierzchniową oraz niejednorodność (małe zanieczyszczenie papieru przy produkcji płyt powoduje katastrofalne zmniejszenie wytrzymałości podłużnej).

Z tego powodu do nowych konstrukcji używa się głównie preszpanu. Potrzebne twarde części izolacyjne produkuje się w fabrykach transformatorów przez łączenie klejem kazeinowym odpowiednio wyciętych z arkuszy kształtek preszpanu (rys. 16). Wykonywa się w ten sposób sztywne koła na zakończenie uzwojeń, grube podkładki ustawiane na jarzmach pod uzwojeniami itd. Klejony preszpan jest znacznie wytrzymalszy i nie tak kruchy, jak papier bakielizowany czy drzewo.

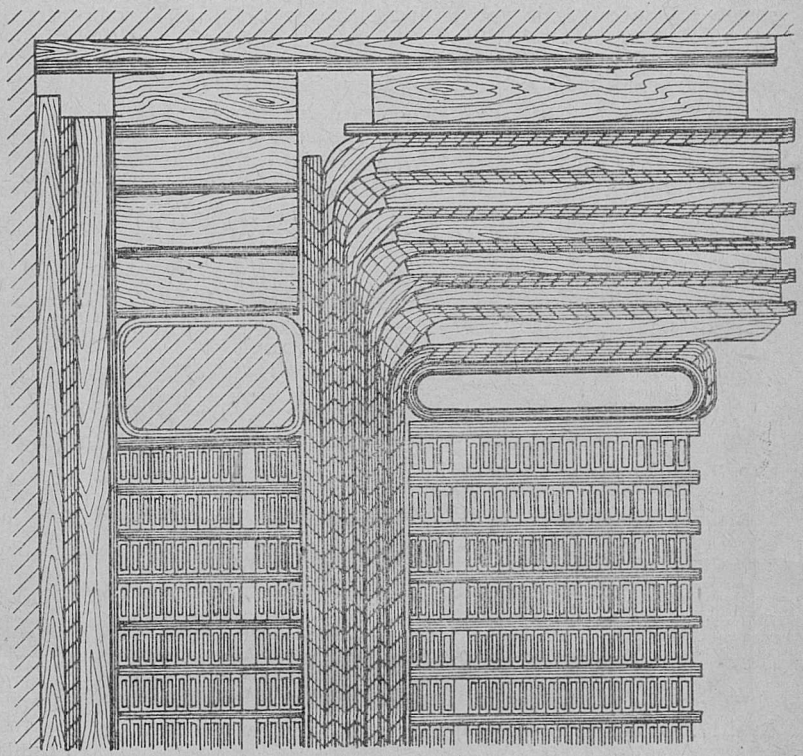
Stosując tego rodzaju elementy osiągnięto o wiele większą pewność pracy produkowanych transformatorów.

5. Konstrukcja i technologia rdzeni.

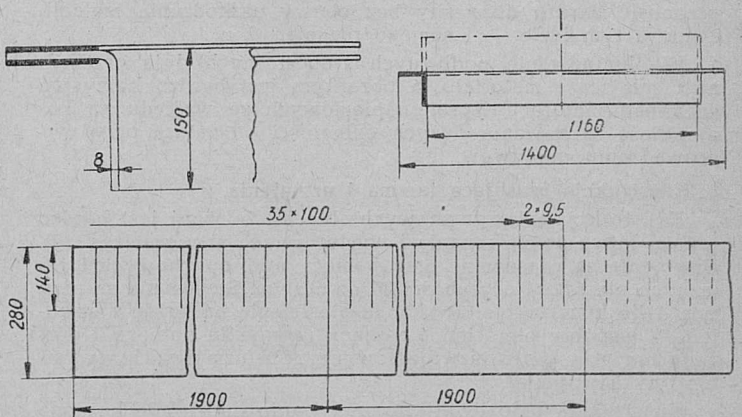
W dziedzinie konstrukcji rdzeni poczyniono w ciągu ostatniego dziesięciolecia duże postępy. Gabaryt wykonywanych rdzeni wzrósł znacznie. Największy trójfazowy rdzeń wykonany w kraju przed r. 1945 miał ciężar 16 000 kg i średnicę kolumny 520 mm. W roku 1954 wykonano rdzeń o ciężarze 34 000 kg i średnicy kolumny 730 mm.

Powyższe dotyczy rdzeni zaplatanych, które jak wiadomo muszą być wykonywane i transportowane jako całość (rys. 17). Wykonywa się jeszcze w kraju rdzenie łączone na styk, gdzie kolumny i jarzma składane są osobno, jednakże konstrukcja ta, jako znacznie ustępująca konstrukcji rdzenia zaplatanego *), będzie w najbliższym czasie zarzucona.

Ostatnio budowane rdzenie zaplatane posiadają kanały chłodzące równoległe do blach, co bardzo uproszcza ich wykonanie. Z powodu gorszego odprowadzania ciepła przez papierową izolację blach wykonywa się większą liczbę kanałów — zwykle w odstępach 90 do 120 mm (rdzeń o średnicy 730 mm ma 5 kanałów). Chłodzenie jest wtedy wystarczające. Przy blachach o grubości 0,35 mm oklejanych papierem osiąga się



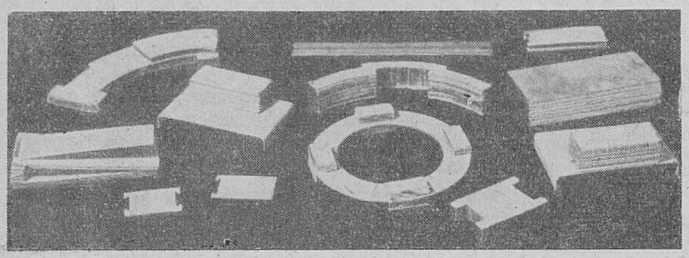
Rys. 14. Przekrój przez izolację miękką
Izolacja papierowa z wywiniętymi pierścieniami kątowymi



Rys. 15. Pierścień kątowy (preszpan grubości 0,5 mm)

*) Por. Kopczyński Z. Krajowe transformatory trójuzwojeniowe na 40 000 kVA, 60 kV (Prz. Elektr., 1951, z. 1/2/3, str. 26—31).

współczynnik ogólny wypełnienia przekroju kołowego wielkich rdzeni żelazem ok. 0,72, przy blasze zaś o grubości 0,5 mm ok. 0,75. Wartości te mogłyby być zwiększone, gdyby krajowe blachy miały mniej chropowatą powierzchnię oraz mniejszą falistość. W przyszłości, gdy fabryki transformatorów będą zaopatrzone w maszyny do lakierowania blach,

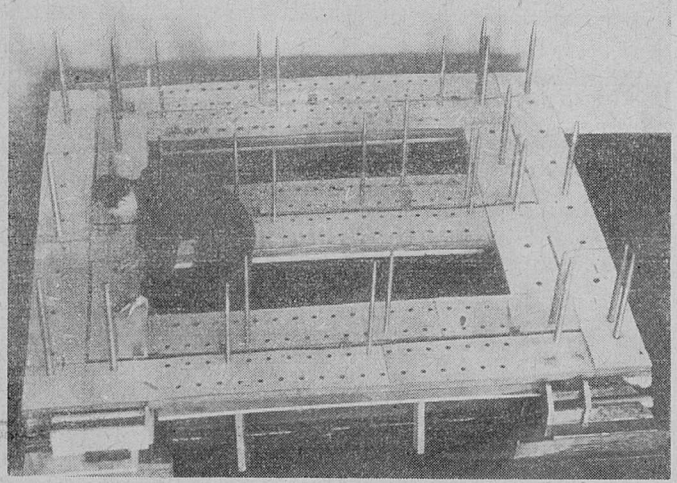


Rys. 16. Kształtki klejone z preszpanu

współczynnik ten wzrośnie odpowiednio do 0,76 przy blasze o grubości 0,35 i do 0,79 przy blasze 0,5-milimetrowej.

Nowa konstrukcja rdzeni zaplatanych przewiduje podnoszenie ich za górne jarzmo. Śruby nośne (rys. 18), idące od góry do dołu rdzenia, obliczane na pełny ciężar części wyjmowanej transformatora i w dawnych konstrukcjach zawsze stosowane, wyeliminowano teraz całkowicie (rys. 19).

Ażeby przy podnoszeniu rdzenia za górne jarzmo nie była nadwerężana izolacja poprzecznych śrub jarzmowych, wprowadzono nowy element konstrukcyjny — tzw. kloc jarzmowy o przekroju prostokątnym (rys. 20). Tego rodzaju kloce, umie-



Rys. 17. Składanie rdzenia zaplatanego z kanałem poprzecznym

szczone na krańcach górnego i dolnego jarzma, są przykręcone do konstrukcji prasującej śrubami nieizolowanymi, mogą przenosić bardzo duże siły bez obawy uszkodzenia izolacji, a co za tym idzie — i samego rdzenia.

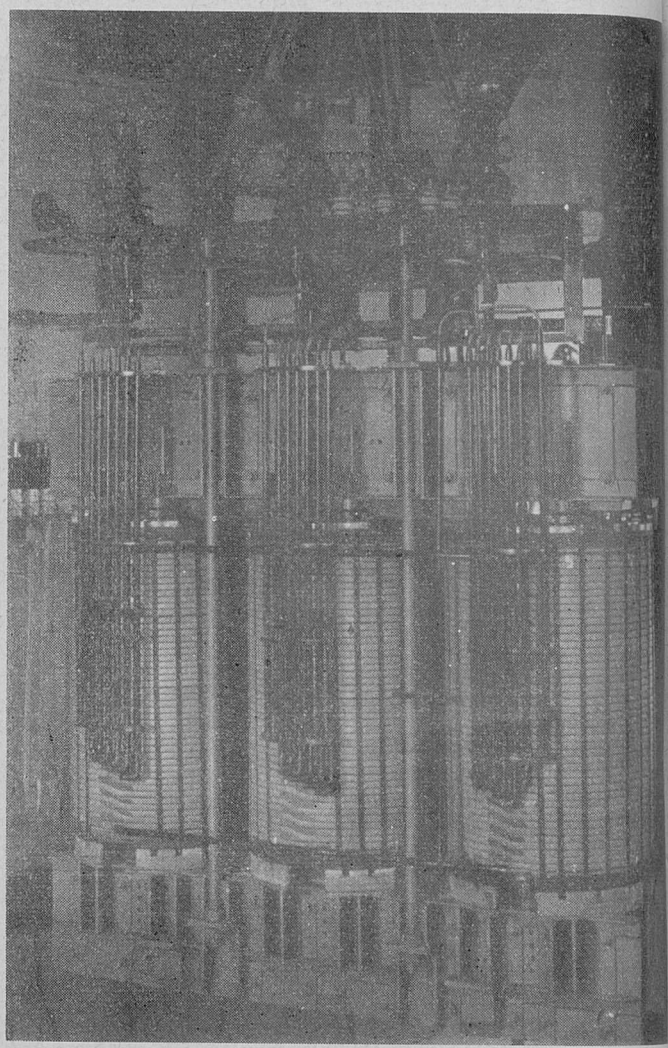
Wyeliminowanie podłużnych śrub nośnych daje oszczędność miejsca i materiału, a poza tym jest bardzo korzystne w transformatorach wysokonapięciowych ze względu na konieczność zachowania dużych odległości od żelaza przy wyprowadzaniu odpływów.

6. Konstrukcja prasująca jarzma i uzwojenia.

Konstrukcja belek prasujących z blachy żelaznej jest bardzo prosta, łatwa do wykonania i wystarczająco sztywna (rys. 19). Uzwojenia są prasowane przy pomocy śrub spychowych i żelaznych pierścieni o grubości 30 do 50 mm. Stosowane są przy tym dwie konstrukcje: 1) osobne pierścienie na każde z uzwojeń, 2) wspólny pierścień prasujący uzwojenie dolnego i górnego napięcia (w trójuzwojeniowych transformatorach wszystkie trzy uzwojenia).

Konstrukcja umożliwiająca prasowanie oddzielnie każdego z uzwojeń (rys. 21a) — z pozoru racjonalniejsza, w praktyce nie wykazuje zasadniczej przewagi nad rozwiązaniem drugim, które jest prostsze i pewniejsze (rys. 21b). Przy prasowaniu oddzielnym, szczególnie w transformatorach mających małą szerokość uzwojeń (przy mocach < 10 MVA) trudno jest ściśle trafić śrubą spychową na środek uzwojenia. Poza tym istnieje tutaj zawsze możliwość ustalenia krańców uzwojeń na różnych wysokościach, co powoduje zwiększenie sił osiowych przy zwarciach.

Wariant drugi gwarantuje właściwe ustawienie śrub na pierścieniu prasującym, który jest dość szeroki, oraz zapewnia



Rys. 18. Transformator ze śrubami nośnymi

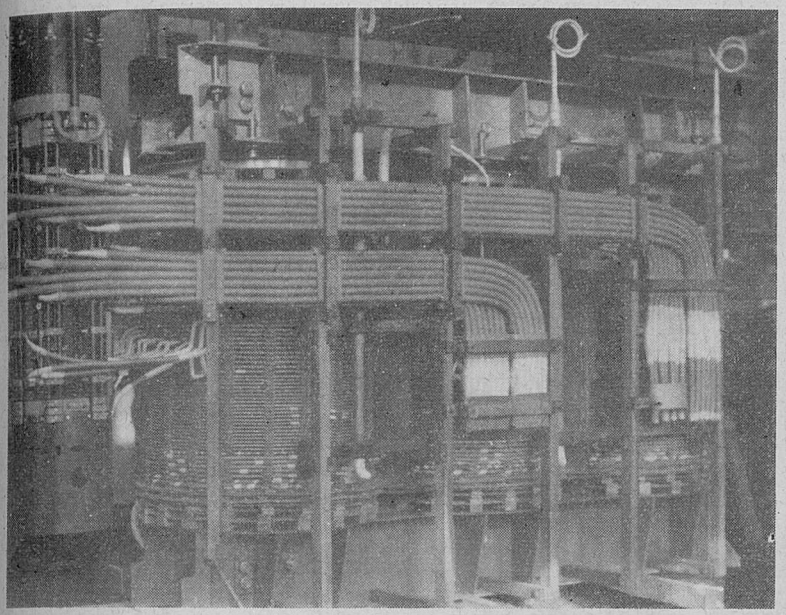
ustalenie krańców uzwojeń na tym samym poziomie. Praktyka wykazała, że przy zastosowaniu dużego docisku, z którym prasowane są uzwojenia w końcowej fazie montażu, oraz po uprzednim wyrównaniu ich przy prasowaniu wstępnym (każde z uzwojeń osobno) sposób powyższy daje uzwojeniom dużą odporność na siły zwarciowe tak, że można go stosować w transformatorach najbardziej narażonych na przetężenia (jak prostownikowe, zwarciowe itp.).

Uzwojenia prasowane są przy pomocy śrub spychowych i pierścieni prasujących bez sprężyn, które dawniej stosowane były przez różne wytwórnie. Obecnie jednak prawie wszystkie wytwórnie światowe przeszły na prasowanie uzwojeń bezsprężynowe jako prostsze i pewniejsze w pracy.

Niektóre wytwórnie stosowały nawet ostatnio dalej idące uproszczenie: konstrukcję prasującą pozbawioną nie tylko sprężyn, lecz nawet śrub spychowych (konstrukcja analogiczna do konstrukcji małych transformatorów). Jednakże praktyka wykazała, że w tym przypadku uproszczenia konstrukcji poszły zbyt daleko i okupione zostały dużymi utrudnieniami przy montażu transformatorów w wytwórni. Z tego powodu większość wytwórni wraca obecnie do konstrukcji ze śrubami spychowymi i pierścieniami prasującymi. Konstrukcja ta jest bardzo pewna w pracy przy dobrej technologii wykonywania uzwojeń (nawijanie, suszenie, prasowanie wstępne i nasycanie lakierem). Jednym z dowodów jej pewności są wielkie transformatory wykonywane przez Moskiewską Fabrykę

Transformatorów, przy czym statystyka wykazuje bardzo mały procent ich uszkodzeń podczas wieloletniej eksploatacji (w przeciwieństwie do dużej liczby uszkodzeń transformatorów innych konstrukcji).

Praktyka krajowa wykazała całkowitą pewność pracy transformatorów prostownikowych identycznej konstrukcji o mocy 3000 kVA, wykonanych przez firmę Metro-Vickers i pracujących przez kilkanaście lat na węźle warszawskim bez żadnego uszkodzenia uzwojeń.

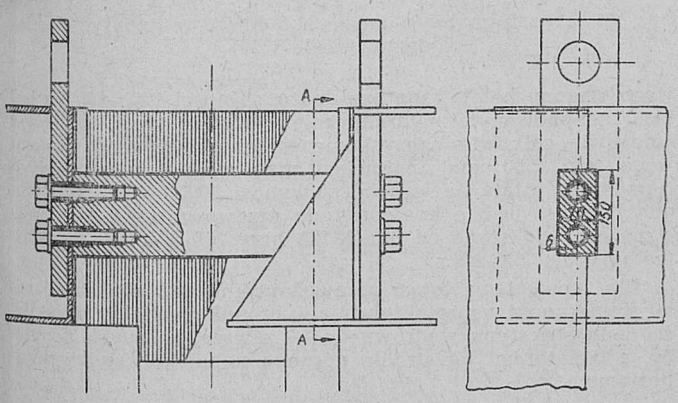


Rys. 19. Transformator regulacyjny bez śrub nośnych

7. Próby sprawdzające wytrzymałość zwarciową transformatorów.

Najlepszym sprawdzianem wytrzymałości zwarciowej transformatora są odpowiednie próby. Niestety, z wielkimi transformatorami próby takie nie mogą być przeprowadzane w wytwórniach z powodu braku odpowiednich urządzeń. Próby tego rodzaju mogłyby odbywać się tylko w miejscu zainstalowania transformatorów, jeżeli miejscowa sieć rozdzielcza pozwalałaby na to.

Pierwsze próby zwarciowe krajowych transformatorów o mocy 1000 kVA, o przekładni 6000/525 V i napięciu zwarcia 4,95% przeprowadzone zostały przez Zakład Wielkich Mocy Instytutu Elektrotechniki w górnośląskiej sieci rozdzielczej.

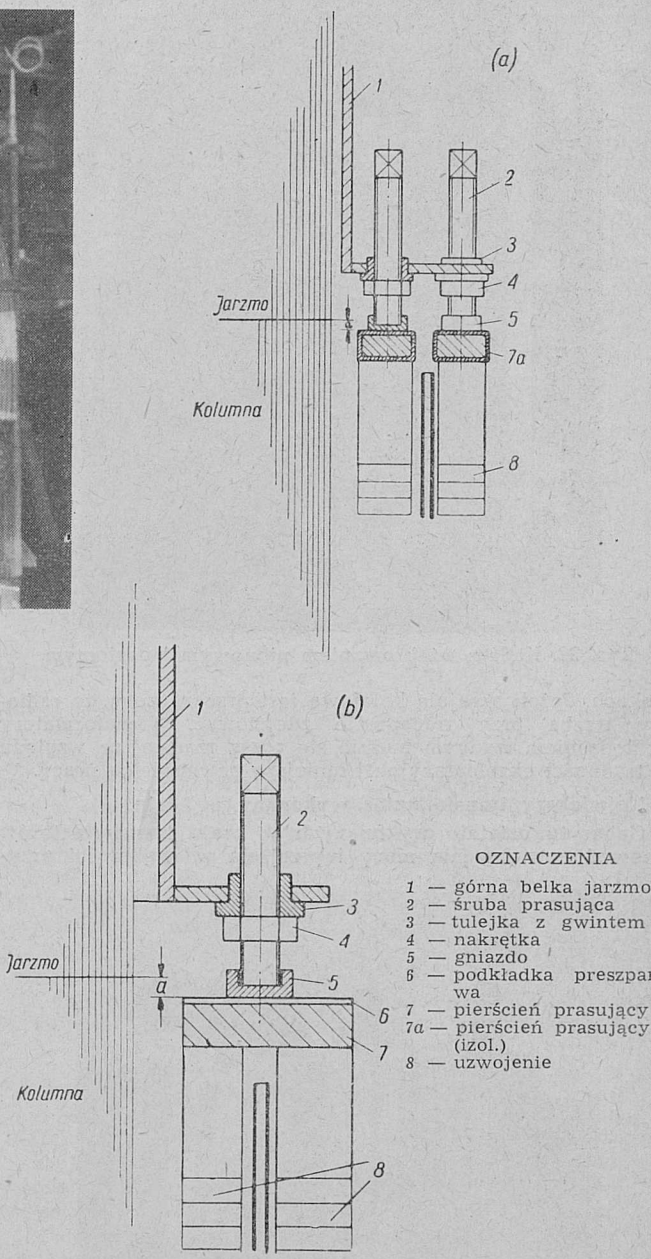


Rys. 20. Kloc jarzmowy

Okazało się, że transformator normalnej konstrukcji wytrzymał kilkanaście pełnych zwarć, po czym uległ uszkodzeniu. Po naprawie, która polegała na przewinięciu uzwojeń i wykonaniu drobnych poprawek w pomocniczej konstrukcji prasującej uzwojenia skrajnych faz, transformator ten wytrzymał kilkadziesiąt pełnych zwarć tak, że Instytut Elektrotechniki uznał go za wystarczająco odporny na zwarcia. Jest to niewątpliwie duże osiągnięcie krajowych wytwórni transformatorów. Przeprowadzenie tego rodzaju prób również z transformatorami dużej mocy jest palącą koniecznością.

8. Konstrukcja kadzi.

Wielki wzrost mocy i napięć produkowanych w kraju transformatorów znacznie powiększył gabaryty kadzi. Ostatnio wykonywane kadzie (rys. 22) osiągnęły wymiary wnętrza w świetle 2100 × 5700 (mm) przy wysokości 4000 mm i ciężarze ok. 15 ton (bez radiatorów). Kadzie te są zaprojektowane w ten sposób, że mogą wytrzymać pełną próżnię. Jest to konieczne ze względu na potrzebę próżniowego suszenia transformatorów we własnej kadzi. Kadzie są owalne, spawane elektrycznie, przy czym grubość stosowanej blachy dochodzi do 10 mm na ścianki, a do 20—30 mm na pokrywę i dno.

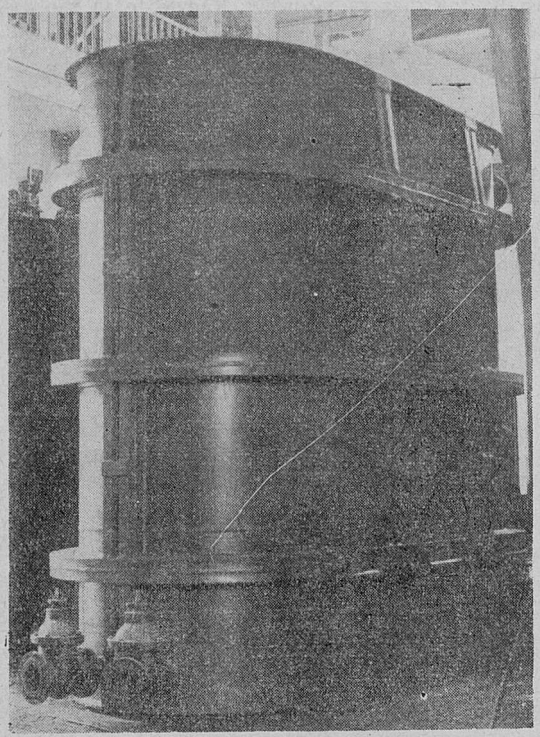


Rys. 21. Prasowanie uzwojeń: (a) pierścienie osobne, (b) pierścień wspólny

Kadzie są wzmocnione żebrowaniem wykonanym z blachy lub kształtowników, przy czym ostatnio stosowane jest żebrowanie pionowe jako znacznie łatwiejsze w wykonaniu. Jednakże konstrukcja z żebrowaniem pionowym w pewnych wypadkach nie jest wystarczająca i wtedy musi być stosowana konstrukcja mieszana (użebrowanie pionowe i poziome).

Kadzie wielkich transformatorów przystosowane są do chłodzenia radiatorowego, przy czym transformatory o mocach większych od 10 MVA otrzymują chłodzenie sztuczne powietrzne, zgodnie z PN/E-81102. Radiatory wykonywa się z blachy prasowanej. Krawędzie łączy się przy pomocy elektrycznej zgrzewarki szwowej. Sztuczny podmuch otrzymuje się przy pomocy wentylatorów (0,25 kW, 380 V), które umie-

szcza się pod radiatorami. Skuteczność chłodzenia zostaje wówczas zwiększona 1,7—2,3 raza zależnie od liczby wentylatorów (zwykle na jeden wentylator przypada ok. 20 kW strat). Transformatory tego typu przystosowane są do pracy na wolnym powietrzu, mogą jednak być umieszczone i w bu-

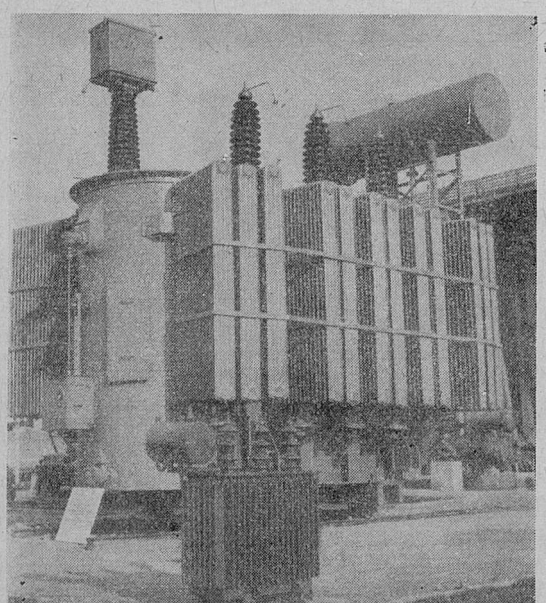


Rys. 22. Kadź z wżebrowaniem pionowym i poziomym

dynkach. Jeżeli skrajnia kolejowa jest przekroczona, to radiatory trzeba przy transporcie zdejmować. Transformatory z chłodzeniem wodnym buduje się coraz rzadziej ze względu na trudności eksploatacyjne i mniejszą pewność ich pracy.

9. Największy transformator wykonany w kraju.

Gabaryty ostatnio wykonanych w kraju transformatorów z powodu zwiększenia mocy i przejścia w większości przy-



Rys. 23. Transformator regulacyjny o mocy 31,5 MVA

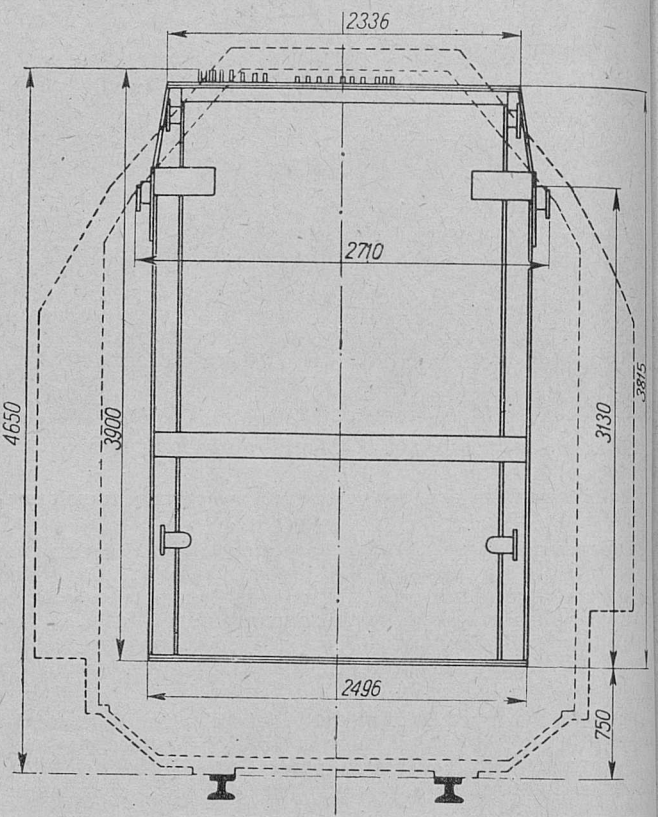
padków na transformatory trójuzwojeniowe wzrosły bardzo znacznie.

Największą jednostką ostatnio wykonaną w kraju jest transformator trójuzwojeniowy z regulacją pod obciążeniem, o chłodzeniu sztucznym powietrznym (radiatory z wentylatorami), o mocy 31,5/31,5/31,5 MVA, o przekładni 117 ± 10% /33 ± 2 × 2,5%/6,3 kV (rys. 23). Ciężar ogólny tego transformatora wraz z radiotarami i olejem wynosi ok. 106 t. ciężar bez oleju ok. 80 t.

Transformator powyższy wykonano jako trójkolumnowy z rdzeniem zaplatanym. Ma on na stronie górnego napięcia uzwojenia wywrotkowe zwykłe, na stronie średniego napięcia — wywrotkowe o trzech gałęziach równoległych, na stronie dolnego napięcia — śrubowe o 14 gałęziach równoległych z przepleceniami uproszczonymi.

Transformator zaprojektowano w ten sposób, że dostosowano go do przewozu wagonem obniżonym typu P. Pg., jednakże gabaryt kolejowy został nieco przekroczony w górnych narożnikach (rys. 24).

Transport kolejowy przy przekroczeniu gabarytu jest bardzo utrudniony i nie zawsze możliwy. Z tego względu konieczne jest w przyszłości zaprojektowanie i wybudowanie burto-



Rys. 24. Transformator o mocy 31,5 MVA w gabarycie kolejowym (skala 1:50)

wego wagonu kolejowego bez dna o nośności 120—150 t z bokami zdejmowanymi hydraulicznie. Wagon typu burtowego umożliwia całkowite wyzyskanie wysokości gabarytu kolejowego (ok. 4500 mm), natomiast przy wagonach obniżonych typu P. Pg. strata na wysokości wynosi 800 do 900 mm. Wagon burtowy będzie konieczny do przewozu transformatorów o mocach większych od 31,5 MVA przy 110 kV oraz transformatorów na 220 kV.

Dla zapewnienia łatwo przewoźnych rezerw stoi przed nami konieczność zaprojektowania i produkowania w przyszłości jednostek typu wędrownego — zawsze gotowych do pracy, z izolatorami na stronie górnego napięcia wbudowanymi poziomo.

10. Zakończenie.

Jak widać, polski przemysł transformatorowy może poszczycić się bardzo istotnymi osiągnięciami technologicznymi i konstrukcyjnymi. Jeżeli jednak wziąć pod uwagę lawinowy rozwój naszej energetyki, idący zarówno w kierunku coraz większych mocy, jak i coraz wyższych napięć przesyłowych, to trzeba będzie stwierdzić, że przed przemysłem transformatorowym stawiane będą wciąż nowe zagadnienia konstrukcyjne, które będą musiały być szybko i niezawodnie rozwiązywane. Będzie to najzupełniej możliwe, jak wskazuje doświadczenie ubiegłego dziesięciolecia, przy ścisłej współpracy przemysłu z instytutami naukowymi i politechnikami.

XIII

Z. GOGOLEWSKI i J. SCHMIDT

Kilka zagadnień z transformatorów piecowych

621.314:621.36

Treść. Znaczenie oporu biernego sieci wtórnej. Dobór i budowa uzwojeń. Wyprowadzenia. Chłodzenie. Regulacja napięcia. Przeciążalność cieplna. Obliczenie przeciążalności dla dwu typów transformatorów piecowych w wykonaniu krajowym.

Некоторые вопросы печных трансформаторов. Значение реактивного сопротивления вторичной сети. Подбор и строение обмоток. Выводы. Охлаждение. Регулировка напряжения. Тепловая перегружаемость. Расчет ее для двух типов печных трансформаторов отечественного производства.

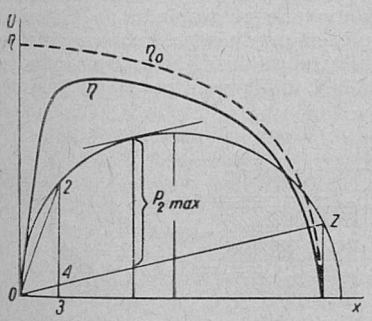
A few problems involved in furnace transformers. The importance of reactance in secondary circuits. Selection and design of transformer windings. Bringing out coil ends. Cooling. Voltage regulation. Thermal overload capacity. Computation of overload capacity for two furnace transformer types made in Poland.

Rozwój krajowego przemysłu karbidowego i elektrometalurgicznego, jak również pomyślne zapoczątkowanie produkcji krajowej transformatorów piecowych wielkiej mocy, wpłynęły na wzrost zainteresowania tym zagadnieniem zarówno wśród użytkowników, jak i konstruktorów tych wielkich odbiorników energii elektrycznej do celów elektrochemii i elektrometalurgii.

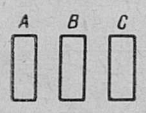
Niniejszy referat omawia kilka zagadnień, wpływających na konstrukcję transformatorów piecowych, jak również doświadczenie zdobyte z tymi transformatorami w dotychczasowej praktyce krajowej.

Ustalmy najpierw najważniejsze warunki pracy, wpływające na konstrukcję transformatorów, łącznie z tzw. krótką siecią czyli siecią niskiego napięcia. Sieć ta, zamknięta przez łuki pracujące w piecu, stanowi jednozwojową pętlę lub pętle prądu o znacznych długościach przewodów, których przekroje są przystosowane do natężenia prądów roboczych. Można wykazać przy użyciu wzorów elektrotechniki teoretycznej, że indukcyjność własna takich jednozwojowych pętli daje opór bierny, który nie może być pominięty wobec małego oporu czynnego przewodów.

Rzeczywiście, weźmy np. szyny miedziane dla prądu 50 kA, ułożone w powietrzu równolegle do siebie w odległości 10 cm i mające długość całkowitą doprowadzenia i odprowadzenia 20 m. Okazuje się, że dla przekrojów odpowiadających gęstości prądu 2,0 A/mm^2 opór bierny szyn jest kilkadziesiąt



Rys. 1. Charakterystyki transformatora piecowego



Rys. 2. Schemat przewodów niesymetrycznych sieci trójfazowej niskiego napięcia

razy większy od oporu czynnego, moc zaś bierna spowodowana przez ten odcinek szyn wynosi około 1500 kVA.

W przybliżeniu można przyjąć, że całkowity opór bierny obwodu niskiego napięcia jest stały, natomiast opór czynny wtórnego obwodu zmienia się w zależności od położenia elektrod w piecu oraz od wielkości i stanu wsadu. Możemy wobec tego przyrównać piec elektrodowy do odbiornika, dla którego X jest wielkością stałą, a R zmienną.

Przenieśmy te wartości charakterystyczne obwodu wtórnego na stronę pierwotną i oznaczmy je przez X'_2, R'_2. Opory wewnętrzne transformatora przeliczone na stronę pierwotną oznaczamy X'_T, R'_T. Do oporu czynnego R'_T włączmy opór sieci krótkiej z pominięciem oporu użytecznego pieca R'_2. Ponieważ prąd stanu jałowego transformatorów możemy pominąć, przeto wzór na napięcie zasilające będzie:

$$U_1 = I\,(R'_T + R'_2) + j\,I\,(X'_2 + X'_T).$$

Wykres prądowy dla transformatora będzie się przedstawiał w postaci koła, przechodzącego przez środek współrzędnych i wycechowanego dla zmiennych wartości oporu pieca R'_2 (rys. 1).

Na wykresie zaznaczone są dwa punkty charakterystyczne pracy: punkt *0* dla $R'_2 = \infty$ i punkt Z dla $R'_2 = 0$. Łatwo wykazać, że jeśli poprowadzimy prostą przez punkty O i Z, to rzędne tej prostej będą przedstawiać straty mocy czynnej $I^2R'_T$ dla prądu mającego tę samą odciętą na wykresie. Rzędna prądu obciążenia przedstawia w tej samej skali całkowitą moc czynną, doprowadzoną do transformatora piecowego, tj. $U_1 I \cos\varphi$. Wobec tego odcinki rzędnych zawarte pomiędzy kołem i prostą OZ przedstawiają moc użyteczną pieca. Maksimum mocy znajdziemy prowadząc styczną do koła, równoległą do prostej OZ. Punkt *2* odpowiada największej praktycznie stosowanej wartości mocy użytecznej pieca (odcinek *2—4* rzędnej *2—3*).

Gdyby strat mocy w sieci niskiego napięcia i w uzwojeniach nie było, maksimum mocy występowałoby przy $\cos\varphi = 0{,}71$. Ponieważ strat tych uniknąć nie możemy, $\cos\varphi$, przy którym występuje maksimum mocy oddanej, jest większy. Nowoczesne piece karbidowe pracują przy $\cos\varphi = 0{,}8 \div 0{,}9$. W ten sposób sieć niskiego napięcia nie jest wykorzystana do maksimum mocy użytecznej, natomiast sprawność pieca jest lepsza. Rzeczywiście, można wykazać, że przy pominięciu strat jałowych współczynnik η_0 pieca da się przedstawić prostym wzorem:

$$\eta_0 = 1 - \frac{R'_T}{R'_T + R'_2},$$

gdzie przez R'_T oznaczamy całkowity opór czynny powodujący straty, a przez $R'_T + R'_2$ — całkowity opór czynny obwodów łącznie z oporem użytecznym pieca.

Na rys. 1 pokazana jest krzywa η_0 w funkcji x przy pominięciu strat jałowych oraz krzywa sprawności rzeczywistej η, uwzględniająca straty stanu jałowego transformatorów. Jak widzimy, korzystna jest praca pieca przy $\cos\varphi = 0{,}8 \div 0{,}9$, natomiast dla współczynnika mocy powyżej $\cos\varphi = 0{,}9$ sprawność maleje i warunki gospodarcze prowadzenia pieca szybko się pogarszają.

Z wykresu prądowego łatwo obliczyć, że prąd zwarcia I_z, występujący przy oporze pieca $R'_2 = 0$, a więc przy zwarciu elektrod, dla pieca pracującego w warunkach znamionowych przy I_n i $\cos\varphi = 0{,}9$ wyniesie:

$$I_z = 2{,}3\ I_n.$$

W tym więc skrajnym przypadku prąd zwarcia transformatora piecowego łącznie z krótką siecią NN, dzięki jej oporowi biernemu, nie przekroczy 230% prądu znamionowego. Tę okoliczność należy mieć stale na uwadze przy ustalaniu wartości napięcia zwarcia oraz przy rozwiązywaniu zagadnień wytrzymałości mechanicznych i cieplnych przy zwarciach.

Piece trójfazowe, mające szeregowy układ elektrod w przestrzeni i odpowiednio do tego skonstruowaną sieć NN, wykazują znaczną asymetrię prądów i mocy czynnych poszczególnych faz. Przyczyną tego zjawiska jest asymetria indukcji wzajemnych dla różnych par faz po stronie NN. Jeśli przyjmiemy schematycznie, że cała sieć NN stanowi trzy równoległe szyny (rys. 2) *A*, *B*, *C*, to oporności bierne fazowe X_A, X_B, X_C, pochodzące od indukcyjności własnej faz, będziemy mogli uważać jako równe sobie. Natomiast oporności bierne od indukcyjności wzajemnych będą dla różnych faz różne. Oznaczając przez X_{AB} oporność bierną fazy *A* spowodowaną indukcyjnością wzajemną od prądu fazy *B* itd., możemy ogólnie napisać:

$$X_A = X_B = X_C,$$

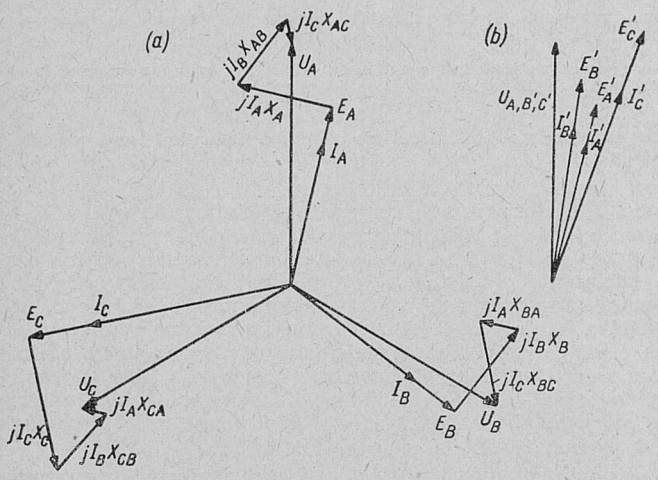
$$X_{AB} = X_{BC}, \qquad X_{AC} = X_{CA},$$

$$X_{AB} > X_{AC}.$$

Załóżmy, że trójkąt i gwiazda napięć zasilających są symetryczne. Z wykresu wskazowego (rys. 3), sporządzonego dla

równych oporności czynnych wszystkich faz ($R_{2A} = R_{2B} = R_{2C} = R_2$), widzimy, że prądy i moce czynne poszczególnych faz są różne. Moce te wynoszą:

$$\frac{E^2_A}{R_2}, \quad \frac{E^2_B}{R_2}, \quad \frac{E^2_C}{R_2},$$



Rys. 3. Wykresy dla pieca trójfazowego
a) wykres gwiazdowy
b) wykres skupiony ($U'_B = U_B \cdot e^{j120°}$; $U'_C = U_C \cdot e^{j240°}$)

a prądy:

$$\frac{E_A}{R_2}, \quad \frac{E_B}{R_2}, \quad \frac{E_C}{R_2}.$$

Wartości sił elektromotorycznych fazowych decydują o wartości prądów i mocy czynnych fazowych. Z wykresu widzimy, że

$$E_A < E_B < E_C,$$

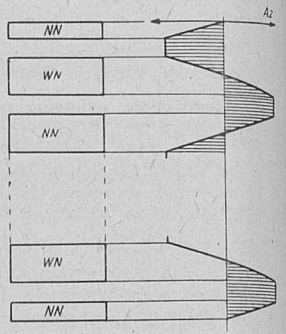
a zatem przy czasowej kolejności faz — *A*, *B*, *C* — i przy przestrzennym układzie według rys. 2 faza *A* jest słaba (nazywają ją „martwą"), faza zaś *C* jest najmocniejsza.

W większości pieców należy się liczyć z różnicami w opornościach biernych faz. Jednakże asymetria prądów i mocy nie jest korzystna ani dla pieca, ani dla turbogeneratorów zasilających. Do tego zagadnienia powrócimy przy omawianiu regulacji napięcia i budowy rdzenia transformatorów piecowych.

Rozpatrzmy kolejno dalsze zagadnienia, wchodzące w zakres projektowania transformatorów piecowych. Niektóre z tych problemów przedstawiają się odmiennie, niż dla zwykłych transformatorów energetycznych. Tak np. sprawa napięcia zwarcia musi być inaczej rozwiązywana w stosunku do małych, średnich i dużych mocy. W urządzeniach małych i średnich mocy, kiedy zarówno transformacja, jak i regulacja napięcia, odbywają się w jednej jednostce transformatorowej i gdzie możliwe są bezpośrednie zwarcia ($R_2 = 0$) na zaciskach wtórnych, napięcia zwarcia projektuje się większe. Jest to podyktowane zarówno względami wytrzymałości cieplnej, jak i wytrzymałości mechanicznej uzwojeń.

W urządzeniach dużych mocy dla pieców karbidowych zadanie regulacji i transformacji wypełnia się obecnie (ob. niżej) przez dwie jednostki połączone szeregowo: autotransformator regulacyjny i właściwy transformator piecowy. W urządzeniach tych, przy ogromnych natężeniach prądu znamionowego wtórnego (80—100 kA) zwarcie na wyprowadzeniach wtórnych z pominięciem oporu biernego sieci „krótkiej" jest nierealne. Nie ma więc podstaw do powiększania napięcia zwarcia transformatora piecowego.

Stąd wniosek, że kiedy w transformatorach piecowych małych i średnich mocy spotykamy koncentryczny układ uzwojeń na kolumnie, to dla dużych mocy i dużych natężeń prądu stosujemy z powodzeniem krążkowy układ uzwojeń. Przy małych napięciach wtórnych liczba zwojów po stronie wtórnej wypada bardzo mała (1—4), natomiast wobec bardzo dużych prądów powstaje konieczność łączenia wielu cewek równolegle. Do tego celu nadaje się doskonale uzwojenie krążkowe symetryczne. Rozkład amperozwojów roboczych pierwotnych i wtórnych dla tego układu pokazany jest na rys. 4.



Rys. 4. Uzwojenia krążkowe symetryczne (rozkład amperozwojów)

Zaprojektowanie uzwojenia krążkowego na małe napięcie i duży prąd obejmuje rozwiązanie specjalnych problemów elektrycznych i technologicznych. Tym specjalnym problemem elektrycznym są straty dodatkowe w miedzi, które wobec dużych przekrojów po stronie NN mogą osiągać duże wartości. Rozpatrzmy to zagadnienie kolejno dla różnych przypadków.

Jeżeli w grupie NN nie ma cewek równoległych, tj. jeżeli jedna cewka o dowolnej liczbie *m* zwojów wypełnia całą grupę NN i tyle cewek ile grup ($n + 2$) niskiego napięcia jest połączonych równolegle na odpływach, to zagadnienie strat dodatkowych ogranicza się do właściwego zaprojektowania grubości *a* miedzi (rys. 5a). Współczynnik k_1 strat dodatkowych oblicza się ze wzoru:

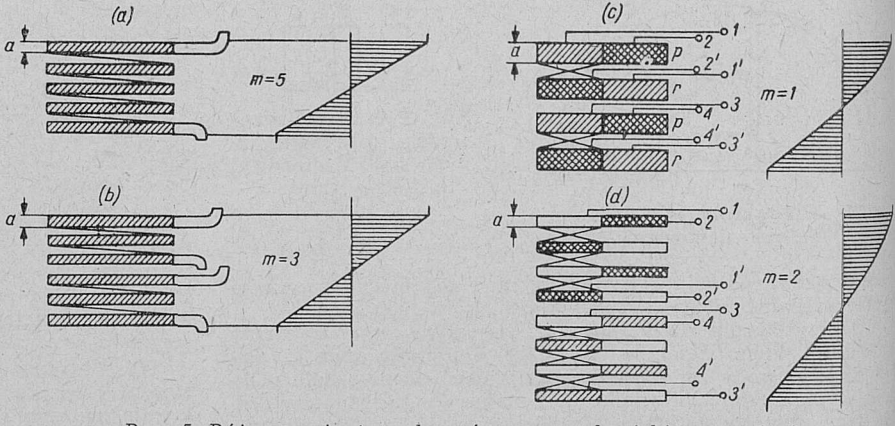
$$k_1 = 1 + \frac{\left(\frac{m}{2}\right)^2 - 0{,}2}{9} c^2 a^4,$$

w którym wszystkie oznaczenia odpowiadają rys. 5a.

Jeżeli w grupie niskiego napięcia umieścimy dwie cewki równoległe, każda o dowolnej liczbie *m* zwojów, to przeplatanie nie jest potrzebne, współczynnik zaś strat dodatkowych (według oznaczeń rys. 5b) będzie:

$$k_2 = 1 + \frac{m^2 - 0{,}2}{9} c^2 a^4.$$

Uzwojenie krążkowe symetryczne z trzema cewkami w grupie NN nie jest wykonywane ze względu na trudności z przepleceniami. Bez przepleceń prądy wyrównawcze między cewkami równoległymi byłyby zbyt duże. Natomiast uzwojenie z 4 cewkami w grupie NN, mającymi po 1 lub 2 zwoje



Rys. 5. Różne warianty połączeń w grupach niskiego napięcia

każda, jest wykonalne. Na rys. 5c pokazane jest uzwojenie z 4 cewkami po 1 zwoju w cewce. Każda cewka musi znaleźć się jedną połową zwoju w położeniu *p*, drugą zaś połową zwoju w położeniu *r*. Przeplecenia muszą zatem być wykonane co ½ zwoju. Technologia takich przepleceń jest dość trudna i kosztowna (rys. 6) i dlatego podwojenie liczby grup, przy którym uzyskujemy tylko 2 cewki na grupę, może dawać korzyści.

Współczynnik k_3 dla układu według rys. 5c będzie:

$$k_3 = 1 + \frac{(2m)^2 - 0{,}2}{9} c^2 a^4.$$

Jeżeli weźmiemy 4 cewki równoległe w grupie NN i każda z cewek będzie miała dwa zwoje, to również (rys. 5d) nie

unikniemy przepleceń co pół zwoju, współczynnik zaś strat dodatkowych dla tego przypadku będzie

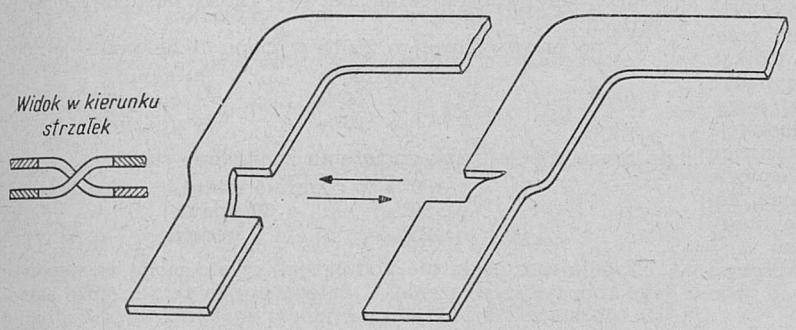
$$k_4 = 1 + \frac{(2m)^2 - 0{,}2}{9} c^2 a^4.$$

We wszystkich wzorach na współczynnik k stała c oznacza:

$$c = \frac{0{,}4\,\pi^2 f}{\rho} 10^{-4}.$$

Te cztery warianty praktycznie wyczerpują całość zagadnienia.

Jak widać, przy jednej lub dwóch cewkach w grupie NN przepleceń nie potrzeba, natomiast przy większej liczbie cewek, przypadających na grupę NN konieczne będą przeplece-



Rys. 6. Przeplecenia w połowie zwoju

nia. Z wzorów na współczynniki strat dodatkowych widzimy, że grubość a (rys. 5a-d) zawsze ma decydujący wpływ na wartość tych współczynników. Aby uzyskać znośne wartości współczynników k grubość tę należy projektować:

$$a < 1{,}2 \div 1{,}5 \text{ cm}.$$

Rozpatrując zagadnienie uzwojeń NN od strony technologicznej, należy zwrócić uwagę na duże wady wykonywania cewek z arkuszy blachy miedzianej. Do wykonania takiej konstrukcji potrzeba dużych arkuszy blachy, przy czym procent odpadków jest znaczny.

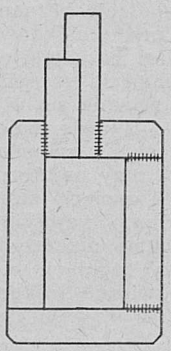
Przy wykonywaniu zwojów z płaskowników spawanych (rys. 7) trzeba liczyć się z dodatkowymi oporami połączeń spawanych, których przewodność jest niższa od przewodności elektrolitycznej miedzi nawojowej. Tym się tłumaczy, że obecnie spotykamy cewki NN wykonane z kilkunastu równoległych przewodów o przekroju prostokątnym, izolowanych 1—2 warstwami papieru i połączonych ze sobą na początkach i końcach cewki.

Bardzo istotne znaczenie ma sposób wyprowadzenia uzwojenia NN i połączenia go z „krótką siecią". Wyprowadzenia (odpływy) powinny być, oczywiście, jak najkrótsze, aby straty były w nich jak najmniejsze. Poza tym wyprowadzenia powinny w jak najmniejszym stopniu powiększać indukcyjność obwodów wtórnych. Zmniejszenie strat w wyprowadzeniach (odpływach) osiąga się nie tylko przez zmniejszenie ich długości i powiększenie przekrojów, lecz dodatkowo przez obniżenie ich temperatury z pomocą chłodzenia wodnego.

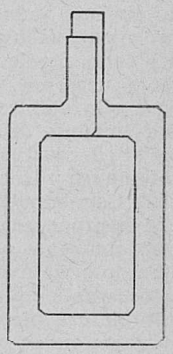
Zmniejszenie indukcyjności wyprowadzeń stanowi problem konstrukcyjny przede wszystkim w transformatorach olejowych, w których z uzwojenia NN trzeba się wydostać potężnymi przekrojami przez pokrywę czy przez skrzynię. W transformatorach powietrznych zadanie jest prostsze i sprowadza się do takiego ustawienia transformatora i połączenia go z piecem, aby połączenia NN wypadły jak najkrótsze i żeby dawały pętle prądu o jak najmniejszym prześwicie. Ten ostatni warunek można uzyskać przez prowadzenie przewodów dosyłowych i powrotnych jak najbliżej siebie. Wymaganie to nie jest łatwe do zrealizowania dla dużych przekrojów w układach trójfazowych, w których przewodem powrotnym fazy są przewody dosyłowe dwóch faz pozostałych. W układach jednofazowych przy podziale odpływów na kilka lub kilkanaście szyn równoległych możliwe są takie przyłączenia tych szyn do uzwojeń, że tuż obok każdej szyny dosyłowej ułożona jest szyna powrotna.

W transformatorach olejowych sposób najkorzystniejszego wyprowadzenia NN zależy od konstrukcji rdzenia magnetycznego i od dyspozycji pieca. W transformatorach płaszczowych — obecnie u nas zarzuconych — najnaturalniejszym rozwiązaniem było wyprowadzenie odpływów przez pokrywę w założeniu, że początki i końce poszczególnych cewek umieszczone będą u góry (rys. 8).

W transformatorach rdzeniowych wyprowadzenia poszczególnych cewek umieszczone są po bokach kolumn. Prowadzenie odpływów do góry przez pokrywę byłoby w tym przypadku niekorzystne. Rzeczywiście, odpływy przechodziłyby wzdłuż i w pobliżu jednego boku skrzyni żelaznej, która stanowiłaby zamknięcie magnetyczne dla wypadkowego strumienia odpływów. Drugie takie zamknięcie stanowiłaby pokrywa. W rezultacie pojawiłyby się straty dodatkowe w skrzyni, współczynnik zaś mocy obwodu NN pogorszyłby się. W przypadku średnich mocy można tym zjawiskom do pewnego stopnia zaradzić, wycinając w pokrywie otwory na odpływy i zamykając je uszczelnionymi pokrywami niema-



Rys. 7. Zwój niskiego napięcia spawany z płaskowników



Rys. 8. Zwój niskiego napięcia w transformatorze płaszczowym

gnetycznymi. Zawsze jednak odpływy prowadzone do góry przez pokrywę wypadną długie, dla dużych cewek będą musiały być prowadzone prawie przez całą wysokość transformatora. Nieuniknione będą zwiększone straty w odpływach jak również wydłużenie pętli prądowych, prowadzące z kolei do zwiększenia indukcyjności własnej. Dlatego też dla transformatorów olejowych okazało się najkorzystniejsze wyprowadzanie odpływów NN przez boczną ścianę skrzyni. W blaszanej ścianie skrzyni wycina się jeden wspólny lub trzy osobne otwory prostokątne, każdy na fazę. Otwory te zagłusza się niemagnetycznymi płytami metalowymi lub bakielitowymi, przez które przeprowadzone są odpływy. Z każdej fazy wyprowadzone są zarówno początki, jak i końce poszczególnych cewek tuż koło siebie tak, aby jak najbardziej zmniejszyć prześwity pętli prądu w płaszczyznach poziomych.

Odpływy są połączone złączami gwintowanymi z „krótką siecią" rur miedzianych, chłodzonych wodą. Dzięki temu deformacje cieplne przewodów, szczególnie niepożądane w miejscach przejścia przez płyty bakielitowe, są sprowadzone do minimum.

Przyłączenia cewek NN do przejść przez płyty robi się giętkie. Do wykonania tych przyłączeń trzeba wstawić transformator do skrzyni bez oleju. W skrzyni musi być tyle miejsca, żeby zmieścił się robotnik, wykonujący połączenia. Istnieje jednak inne rozwiązanie konstrukcyjne, przy którym boczne płyty bakielitowe są odejmowane do wykonania połączeń.

Ponieważ transformatory suche stosuje się obecnie wyłącznie do pieców elektrycznych małej mocy, np. do pieców solnych, zagadnienia chłodzenia tych transformatorów nie mają takiej ostrości, jak zagadnienia chłodzenia olejowych transformatorów piecowych dużych mocy. Spotykamy się tutaj z chłodzeniem naturalnym powietrznym, sztucznym powietrznym lub wodnym. Zastosowanie chłodzenia wodnego pozwala na poważne zmniejszenie wymiarów gabarytowych transformatora, dzięki czemu można go bliżej przysunąć do pieca i skrócić połączenia. Niezbędny przy chłodzeniu wodnym sztuczny obieg oleju pozwala na dalsze zmniejszenie wymiarów drogą zwiększenia gęstości prądu w uzwojeniach. Jednocześnie rośnie jednak temperatura przy krótkotrwałych przeciążeniach, szybko więc osiągamy tu dopuszczalną granicę dla gęstości prądu. Chłodzenie wodne naturalne, tj. bez sztucznego obiegu oleju, za pomocą rur, wbudowanych w górną część skrzyni olejowych transformatorów, wychodzi z użycia, jakkolwiek niektóre fabryki amerykańskie dotąd je stosują. Niedogodności tego układu są oczywiste: niebezpieczeństwo

przenikania wody do oleju wewnątrz transformatora oraz trudności związane z czyszczeniem rur wodnych z osadu.

Normalnym wykonaniem dla transformatorów piecowych dużej mocy jest obecnie wykonanie z chłodzeniem oleju w oddzielnych chłodnicach, ze sztucznym obiegiem za pomocą pompy.

Zjawisko martwej fazy, odbijające się tak niekorzystnie na własnościach eksploatacyjnych, daje się najłatwiej opanować przez zastosowanie do zasilania pieca trzech transformatorów jednofazowych. Rozwiązanie takie jest znacznie droższe od jednego trójfazowego transformatora, a poza tym, co ważniejsze, powoduje wzrost wymiarów i strat czynnych w przewodach. Dlatego w nowych urządzeniach już się takich układów nie spotyka.

Jeśli chodzi o regulację napięcia, to większość budowanych obecnie jednostek ma regulację beznapięciową za pomocą przestawianych ręcznie przełączników zaczepów oraz oddzielnego przełącznika, również beznapięciowego, do przełączania uzwojeń wysokiego napięcia z gwiazdy w trójkąt. Wtórna siła elektromotoryczna zmienia się w tym przypadku proporcjonalnie do strumienia — zwykle mniej więcej w zakresie 1 : 3; w tym samym stosunku zmienia się indukcja w kolumnach rdzenia, spadająca przy najniższym napięciu do $\sim$ 5000 Gs; jednocześnie wzrasta napięcie zwarcia, a napięcie wtórne zaczyna znacznie spadać przy wzroście obciążenia. Ponieważ obniżenie napięcia osiągamy przez zwiększenie liczby zwojów pierwotnych, więc przy regulacji w stosunku 1 : 3 i zastosowaniu przełącznika gwiazda-trójkąt moc typowa transformatora piecowego wypada o $\sim$ 30% wyższa od jego mocy znamionowej.

W ostatnich czasach spotykamy się coraz częściej przy dużych jednostkach z postulatem regulacji napięcia pod obciążeniem. Z przełącznika gwiazda-trójkąt wypada wtedy zwykle rezygnować, co powoduje znaczny wzrost mocy typowej transformatora, która dochodzi do 200% mocy znamionowej, a nawet przekracza ten poziom; jednocześnie wzrasta napięcie probiercze izolacji wskutek wzrostu napięcia indukowanego w nieczynnej części uzwojenia pierwotnego. Dlatego duże transformatory do regulacji pod obciążeniem buduje się teraz często jako zespoły składające się z dwóch jednostek: autotransformatora obniżającego napięcie do 25—30% napięcia sieci oraz właściwego transformatora piecowego o stałej przekładni i mocy typowej równej mocy znamionowej.

Dalszym postulatem, wysuwanym ostatnio przez użytkowników pieców elektrycznych, jest możliwość regulacji napięcia każdej fazy niezależnie od napięcia pozostałych faz. Postulat ten może być spełniony łatwo przy zasilaniu pieca za pomocą trzech transformatorów jednofazowych; transformator trójfazowy do niezależnej regulacji musi mieć rdzeń pięciokolumnowy, co powoduje, oczywiście, dość znaczny wzrost ilości materiałów i kosztu transformatora.

Jeżeli weźmiemy pod uwagę normalny zakres regulacji (bez przełączania z trójkąta w gwiazdę) w stosunku 1 : 1,6, to w tym samym stosunku będziemy mogli przy niezależnej regulacji podnieść napięcie jednej fazy względnie obniżyć napięcia faz pozostałych. Stąd największa różnica strumieni magnetycznych:

$$\Delta\Phi = \Phi\left(1 - \frac{1}{1{,}6}\right) = 0{,}38\ \Phi.$$

Zarówno ze względów technologicznych (prowadzenie pieca) jak i dla wyrównania symetrii zakres regulacji w stosunku 1:1,6 powinien w normalnych warunkach wystarczyć. Dla takiego przypadku należałoby wyposażyć transformator w dwie dodatkowe boczne kolumny o przekroju równym około 40% przekroju kolumn roboczych. Ciężar kolumn wzrośnie wówczas w stosunku:

$$\frac{3 + 2 \cdot 0{,}4}{3} = 1{,}27;$$

ciężar jarzma wzrośnie odpowiednio w stosunku:

$$\frac{2b + 3D + b + D}{2b + 3D} = \frac{3b + 4D}{2b + 3D} \cong 1{,}4,$$

jeżeli przyjmiemy, że stosunek szerokości okna rdzenia b do średnicy kolumny D wynosi około 2/3. Stąd przybliżony wzrost ciężaru całego rdzenia wyniesie około

$$\frac{1{,}27 + 1{,}4}{2} = 1{,}33,$$

co znaczy, że transformator do regulacji niezależnej musi mieć rdzeń o $\sim$ 33% cięższy niż transformator do jednoczesnej regulacji napięcia we wszystkich trzech fazach.

Według danych radzieckich (Bułgakow) ciężar transformatora do regulacji niezależnej wzrasta w porównaniu z transformatorem do regulacji jednoczesnej, jak następuje:

rdzeń i uzwojenie	o 28,2%,
skrzynia olejowa	o 11,4%,
olej	o 11,4%,
cały transformator	o 17 %.

Liczby te są dość zgodne z wynikami podanego wyżej rozumowania i mogą służyć jako orientacja przy wstępnych obliczeniach.

Godne uwagi jest jeszcze zagadnienie przeciążalności cieplnej transformatorów piecowych. Normy radzieckie wymagają, aby transformator piecowy znosił następujące przeciążenia:

po pracy jałowej o 250% w ciągu 10 sekund,
o 100% „ 30 minut,
o 50% „ 1 godziny,
o 25% „ 4 godzin;

po pracy trwałej przy obciążeniu znamionowym:

o 100% w ciągu 5 minut,
o 50% „ 30 minut,
o 25% „ 2 godzin.

Źródła radzieckie nie podają, jak często mogą występować tego rodzaju przeciążenia, i dlatego norma ta nie może stanowić podstawy do określenia mocy znamionowej. Z drugiej strony, jeżeli przyjąć, że podane liczby określają wartość przeciążeń, które mogą rzeczywiście występować w ruchu, to należałoby ustalić, jaką stratę całkowitego czasu służby transformatora mogą one spowodować i w jaki sposób należy transformator konstruować, aby strata ta była możliwie mała.

Aby na te pytania odpowiedzieć, należy przede wszystkim określić temperaturę uzwojeń występującą przy przeciążeniach. Obliczenia przeprowadzimy dla dwóch transformatorów w wykonaniu jednej z fabryk krajowych, a mianowicie:

a) transformator do zasilania pieca karbidowego, typ TOWPa 26000/30, moc 26700 kVA, napięcie pierwotne 30 kV, wtórne 210 V, prąd wtórny 73,5 kA, straty jałowe 48 kW, straty obciążeniowe 276 kW; chłodzenie wodne, ciężar oleju około 12000 kG;

b) transformator do zasilania pieca stalowniczego, typ TOWPa 11000/50, moc 9000 kVA, napięcie pierwotne 30 kV, wtórne 240 — 92 V, prąd wtórny 21,6 kA, straty jałowe 38,1 kW, straty obciążeniowe 102,5 kW; chłodzenie wodne, ciężar oleju około 14000 kG.

1) Metoda obliczenia przyrostów temperatury przy przeciążeniach. Przyrost temperatury uzwojenia względem oleju lub oleju względem czynnika chłodzącego może być wyrażony w funkcji czasu znanym wzorem:

$$\vartheta = \vartheta_m\left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right),$$

gdzie

ϑ_m — przyrost ustalony po upływie czasu $t = \infty$,
T — stała czasu.

Wartości ϑ_m i T można obliczyć według wzorów na nagrzewanie się ciała jednorodnego:

$$\vartheta_m = \frac{\Delta P}{\alpha F}; \qquad T = \frac{GC}{\alpha F} = \frac{GC}{\Delta P}\vartheta_m,$$

gdzie ΔP — straty energii,
α — współczynnik oddawania ciepła,
C — ciepło właściwe,
G — ciężar,
F — powierzchnia oddawania ciepła.

Wzory te zastosujemy do nagrzania uzwojeń w stosunku do oleju i określimy odpowiednie stałe.

Wartość ϑ_{mu} ustalonego przyrostu temperatury uzwojeń w stosunku do oleju waha się w normalnych transformatorach piecowych dużej mocy w granicach 25—30°C; można ją łatwo obliczyć na podstawie znajomości strat w miedzi i wymiarów uzwojenia.

Stałą czasu T_u uzwojenia względem oleju można wyrazić wzorem przybliżonym:

$$T_u = \frac{G_{cu}\, C_{cu}}{\Delta P}\, \vartheta_{mu} = \frac{G_{cu}\, C_{cu}\, \vartheta_{mu}}{2{,}42\, k_d \jmath^2 G_{cu}} =$$

$$= \frac{C_u\, \vartheta_{mu}}{2{,}42\, k_d \jmath^2} = 161\, \frac{\vartheta_{mu}}{k_d \jmath^2},$$

gdzie k_d — współczynnik strat dodatkowych w uzwojeniu
$\jmath$ — gęstość prądu (A/mm²).

Wartość ciepła właściwego miedzi przyjęto $C_{cu} = 390\, \frac{Ws}{kG°C}$.

Ustalony przyrost temperatury oleju w stosunku do czynnika chłodzącego ϑ_{mo} wahać się będzie dla dużych transformatorów około wartości 70 — (25÷30) = 45÷40°C, wynikającej z dopuszczalnego przyrostu temperatury uzwojenia 70°C. Może on być obliczony z wartości strat ogólnych i powierzchni chłodzenia.

Stałą czasu T_o oleju obliczymy z wzoru przybliżonego:

$$T_o = (G_{cu} \cdot C_{cu} + G_{Fe} \cdot C_{Fe} + 0{,}85\, G_{ol} \cdot C_{ol})\, \frac{\vartheta_{mo}}{\Delta P}$$

gdzie G_{cu}, G_{Fe} i G_{ol} oznaczają odpowiednio ciężar uzwojenia żelaza i oleju transformatora, a

$C_{Fe} = 480\, \frac{W_s}{kG°C}$ — ciepło właściwe żelaza,

$C_{ol} = 1770\, \frac{W_s}{kG°C}$ — ciepło właściwe oleju.

2) Obliczenie stałych czasu.

a) Transformator TOWPa 26000/30. Obliczony przyrost temperatury uzwojenia ponad olej waha się dla poszczególnych części uzwojenia w granicach od 29 do 31°C, średnio 30°C, gęstość prądu od 4,31 do 4,48 (średnio 4,35 A/mm²), $k_d = 1{,}19$. Stąd stała czasu uzwojenia względem oleju:

$$T_u = 161 \cdot \frac{30}{1{,}19 \cdot 4{,}35} = 215\ \text{s}.$$

Średni przyrost temperatury oleju przy 5°C rezerwy w stosunku do przepisów: $\vartheta'_o = 70—5—30 = 35$°C. Przyrost temperatury oleju w górnej warstwie można przyjąć o 5°C wyższy: $\vartheta_o = 35+5 = 40$°C.

Suma strat:

$$\Delta P = 48 + 276 = 324\ \text{kW}.$$

Ciężary (obliczone):

żelaza czynnego wraz z konstrukcją kadzi	19.200 kG,
miedzi wraz z odpływami	5,150 kG,
oleju	12,000 kG.

Stąd stała czasu oleju:

$$T_o = (5150 \cdot 390 + 19200 \cdot 480 + 0{,}85 \cdot 12000 \cdot 1770)\, \frac{35}{324000} =$$

$$= 3160\ s = 0{,}88\ \text{godz}.$$

b) Transformator TOWPa 11000/50:

ϑ_u = 19,3 do 26,6°C, średnio 23°C,
$\jmath$ = 3,36 do 4,15, średnio 4 A/mm²,
k_d = 1,05.

Stąd $T_u = 161\, \frac{23}{1{,}05 \cdot 4^2} = 220$ s;

przyrost temperatury oleju (średni) przy 5°C rezerwy:

$$\vartheta'_o = 70 - 5 - 23 = 42°C;$$

przyrost temperatury oleju w górnej warstwie można przyjąć o 5°C wyższy: $\vartheta_o = 42 + 5 = 47$°C.

Straty całkowite wynoszą:

$$\Delta P = 38 + 102{,}5 \cong 141\ \text{kW}.$$

Ciężary: żelazo czynne wraz z konstrukcjami kadzi: 17400 kG, miedź 2700 kG, olej 14000 kG.

Stała czasu oleju:

$$T_o = (2700 \cdot 390 + 17400 \cdot 480 + 0{,}85 \cdot 14000 \cdot 1770)\, \frac{42}{141} =$$

$$= 9100\ \text{s} = 2{,}53\ \text{godz}.$$

3) Obliczenie przyrostów temperatury.

a) Przeciążenie po pracy jałowej transformatora 26700 kVA. Przyrost temperatury oleju w stanie jałowym:

$$\vartheta_o = 35 \cdot \frac{48}{324} = 5{,}2°C.$$

Przy obciążeniu prądem 3,5 I_n w ciągu 10 s otrzymujemy ustalony przyrost temperatury uzwojenia względem oleju:

$$\vartheta_{mu} = 30 \cdot 3{,}5^2 = 368°C.$$

Przyrost po 10 s:

$$\vartheta_u = 368 \left(1 - e^{-\frac{10}{215}}\right) = 16{,}7°C.$$

Ustalony przyrost temperatury oleju:

$$\vartheta_{mo} = 40 \cdot \frac{48 + 3{,}5^2 \cdot 276}{48 + 276} = 428°C.$$

Przyrost temperatury oleju po 10 s:

$$\vartheta_o = (428 - 5{,}2) \left(1 - e^{-\frac{10}{3160}}\right) \cong 1°C.$$

Przyrost temperatury oleju nie gra w tym przypadku żadnej roli, wobec bardzo krótkiego czasu trwania przeciążenia.

Całkowity przyrost temperatury uzwojenia:

$$\vartheta_u = 5{,}2 + 16{,}7 + 1 = 23°C.$$

Przy obciążeniu prądem 2 I_n ustalony przyrost temperatury uzwojenia będzie

$$\vartheta_{mu} = 30 \cdot 2^2 = 120°.$$

Ponieważ czas trwania przeciążenia (30 minut) jest $\frac{t}{T} = \frac{30 \cdot 60}{215} = 8{,}4$ raza większy od stałej czasu uzwojenia, przeto można przyjąć, że przyrost uzwojenia jest równy wartości ustalonej:

$$\vartheta_u = \vartheta_{mu} = 120°.$$

Przyrost ustalony temperatury oleju w górnej warstwie:

$$\vartheta_{mo} = 40 \cdot \frac{48 + 2^2 \cdot 276}{48 + 276} = 143°C.$$

Przyrost temperatury oleju po 30 min:

$$\vartheta_o = (143 - 5) \left(1 - e^{-\frac{1800}{3160}}\right) = 60°C.$$

Całkowity przyrost temperatury izolacji po 30 minutach przeciążenia:

$$\vartheta = 120 + 60 + 5{,}2 = 185°C.$$

Wyniki obliczeń dla przeciążenia o 50% w ciągu 1 godz. i o 25% w ciągu 4 godz. otrzymane taką samą drogą podane są w tabl. I; w tej samej tablicy podane są również wyniki analogicznych obliczeń dla transformatora o mocy 9000 kVA.

b) Przeciążenia po pracy ciągłej przy pełnym obciążeniu. Przyrosty temperatury uzwojenia ustalone względem oleju 30°C i oleju względem czynnika chłodzącego 35°C. Obciążenie prądem dwukrotnym w ciągu 5 min. = 300 s.

Z obliczeń otrzymujemy:

$$\vartheta_{mu} = 30 \cdot 4 = 120°,$$

$$\vartheta_u = (120 - 30) \cdot \left(1 - e^{-\frac{300}{215}}\right) = 67{,}8°C,$$

$$\vartheta_{mo} = 40\, \frac{48 + 4 \cdot 276}{48 + 276} = 142°C,$$

$$\vartheta_o = (143 - 40) \left(1 - e^{-\frac{300}{3160}}\right) = 10°C,$$

$$\vartheta = 30 + 67{,}8 + 10 + 40 = 148°C.$$

W taki sam sposób obliczono przyrosty temperatury dla pozostałych przypadków przeciążeń; wyniki zestawione są w tabl. I dla transformatorów o mocy zarówno 26700 kVA, jak i 9000 kVA.

c) Zestawienie wyników obliczeń przyrostów temperatury. Z liczb przytoczonych w tabl. I można już wyciągnąć pewne wnioski: a) przeciążenie 10-sekundowe 3,5-krotnym prądem jest termicznie bez znaczenia; b) transformator T26700 jest bardziej czuły na

Tablica I. Przyrosty temperatury najgorętszego punktu uzwojenia przy przeciążeniach

Po pracy jałowej		T 26700	T 11000
3,5 I_n	10 sek.	23 °C	39 °C
2 I_n	30 min.	17,9 °C	128 °C
1,5 I_n	1 godz.	136 °C	89 °C
1,25 I_n	4 godz.	114 °C	91 °C
Po pracy ciągłej przy pełnym obciążeniu			
2 I_n	5 min.	148 °C	150 °C
1,5 I_n	30 min.	130 °C	106 °C
1,25 I_n	2 godz.	107 °C	93 °C

przeciążenia niż transformator T11000, co tłumaczy się tym, że pierwszy transformator ma wyższy przyrost temperatury uzwojenia ponad olej, natomiast jego stała czasowa oleju względem wody jest znacznie niższa.

4) Wpływ przeciążeń na całkowity czas służby (trwałość) transformatora. Całkowity czas nieprzerwanej pracy transformatora wyraża się wzorem empirycznym:

$$\tau = 7{,}15 \cdot 10^4 \cdot e^{-0{,}0865\,\vartheta} \quad \text{(lat)},$$

gdzie ϑ oznacza trwale występującą w pracy temperaturę najgorętszego punktu izolacji klasy A, zanurzonej w oleju transformatorowym; odwrotność „trwałości" jest to roczne względne zużycie izolacji:

$$z = \frac{1}{\tau} \quad \text{lub} \quad z = \frac{100}{\tau}\ \%.$$

Jeżeli transformator pracuje w ciągu czasu Δt (lat) przy temperaturze ϑ, to względne zużycie izolacji wynosi:

$$\Delta z = \frac{\Delta t}{\tau}\ 100\ \%.$$

Za cały czas pracy transformatora t (lat) przy stałej temperaturze ϑ zużycie względne wyniesie:

$$z = \frac{t}{\tau} \cdot 100.$$

Jeżeli natomiast czas trwania t wyrazimy w godzinach, to

$$z = 0{,}00115\ \frac{t}{\tau}.$$

Jeżeli temperatura uzwojenia w pracy transformatora jest zmienna, to

$$z = \int_0^t \frac{dt}{\tau}.$$

rozwiązanie tej całki w przypadku ogólnym, gdy temperatura uzwojenia jest funkcją wykładniczą czasu, jest żmudne; ograniczymy się tu do rozpatrzenia przypadku szczególnego, gdy temperatura uzwojenia zmienia się w funkcji czasu liniowo od wartości początkowej ϑ_1 w czasie $t_1 = 0$ do wartości końcowej ϑ_2 w czasie t_2:

$$\vartheta = \vartheta_1 + \frac{\vartheta_2 - \vartheta_1}{t_2}\ t = \vartheta_1 + \alpha t.$$

Strata „trwałości" w ciągu czasu dt (w procentach)

$$dz = \frac{dt}{\tau}\ 100 = \frac{100}{7{,}15 \cdot 10^4} \cdot e^{0{,}0865\,\vartheta}\ dt =$$

$$= \frac{1}{715}\ e^{0{,}0865\,\vartheta_1} \cdot e^{0{,}0865\,\alpha t}\ dt.$$

W celu obliczenia wartości względnego zużycia izolacji w ciągu całego czasu trwania obciążenia t_2 całkujemy otrzymane wyrażenie w granicach czasu t_2:

$$z = \frac{1}{715}\ e^{0{,}0865\,\vartheta_1} \int_0^{t_2} e^{0{,}0865\,\alpha t}\ dt,$$

a ponieważ

$$\int_0^t e^{0{,}0865\,\alpha t}\ dt = \frac{e^{0{,}0865\,\alpha t_2} - 1}{0{,}0865\,\alpha},$$

więc ostatecznie:

$$z = \frac{0{,}0162\ t_2}{\vartheta_2 - \vartheta_1}\left(e^{0{,}0865\,\vartheta_2} - e^{0{,}0865\,\vartheta_1}\right).$$

Czas trwania przeciążenia t_2 jest tu wyrażony w latach, jeżeli jednak wyrazimy go w godzinach i założymy, że przeciążenie takie występuje raz na dobę, to otrzymamy wzór na roczne zużycie izolacji:

$$z = \frac{0{,}673\ t}{\vartheta_2 - \vartheta_1}\left(e^{0{,}0865\,\vartheta_2} - e^{0{,}0865\,\vartheta_1}\right) 10^{-3}\ (\%)$$

(we wzorze opuszczono indeks 2 przy czasie trwania przeciążenia).

Jeżeli różnica temperatur $\vartheta_2 - \vartheta_1 > 34{,}7^0$, to drugi człon wyrażenia w nawiasie nie przekracza 5% pierwszego członu i można go opuścić, wobec czego wyrażenie przybiera postać uproszczoną:

$$z = \frac{0{,}673\ t}{\vartheta_2 - \vartheta_1}\ e^{0{,}0865\,\vartheta_2} \cdot 10^{-3}\ \%.$$

5. Obliczenie straty trwałości. Na podstawie wyprowadzonych w poprzednim punkcie wzorów można łatwo obliczyć stratę trwałości transformatora, spowodowaną przeciążeniami, jeżeli znana jest temperatura czynnika chłodzącego. Przyjmijmy przy tym, że średnia roczna temperatura wody jest równa 15°C, co odpowiada zgrubsza naszym warunkom klimatycznym. Z tabl. I wynika, że obciążenia 3,5-krotnym prądem w ciągu 10 s od stanu jałowego można nie brać w ogóle pod uwagę ze względu na to, że obliczone przyrosty są w tym przypadku znacznie mniejsze od wartości dopuszczalnych dla obciążenia znamionowego. Obliczenia trwałości przeprowadzono wobec tego tylko dla pozostałych warunków.

Dla transformatora o mocy 26700 kVA otrzymamy następujące wyniki. Przy obciążeniu raz na dobę ze stanu jałowego dwukrotnym prądem w ciągu 30′ = 0,5 godz. temperatura początkowa $\vartheta_1 = 15 + 5{,}2 = 20^0$C, temperatura końcowa $\vartheta_2 = 185 + 15 = 200^0$C, zużycie izolacji transformatora:

$$z = \frac{0{,}673 \cdot 0{,}5}{200 - 20} \cdot e^{0{,}0865 \cdot 200} \cdot 10^{-3} = 68{,}1\ \%.$$

Przy przeciążeniu raz na dobę dwukrotnym prądem w ciągu 5 minut po pracy trwałej pod obciążeniem znamionowym:

$$\vartheta_1 = 15 + 70 = 85°\text{C}, \qquad \vartheta_2 = 15 + 148 = 163°\text{C},$$

$$z = \frac{0{,}673 \cdot 5}{60 \cdot (163 - 85)}\ e^{0{,}865 \cdot 163} \cdot 10^{-3} = 0{,}1\ \%.$$

Obliczone tą drogą zużycie izolacji dla wszystkich przypadków przeciążenia transformatorów o mocy 26700 i 9000 kVA jest podane w tabl. II. Z podanych liczb wynika, że przecią-

Tablica II. Względne zużycie izolacji przy przeciążeniach

Po pracy jałowej		T 26000	T 11000
2 I_n	30 min.	68,1%	0,48%
1,5 I_n	1 godz.	4,6%	0,07%
1,25 I_n	4 godz.	0,34%	0,33%
Po pracy ciągłej przy pełnym obciążeniu			
2 I_n	5 min.	0,1%	1,51%
1,5 I_n	30 min.	1,65%	0,73%
1,25 I_n	2 godz.	1,33%	0,62%

żalność transformatora o mocy 26700 kVA jest znacznie niższa od przeciążalności transformatora 9000 kVA. Założenie, że transformator o mocy 26700 kVA będzie narażony na jedno tylko przeciążenie 30-minutowe w ciągu doby sprowadza się do tego, że czas jego służby trzeba będzie przewidywać jako

$$100 \cdot \frac{1}{1 + 0{,}68} = 60\ \%$$

jego „normalnego" czasu służby transformatora w warunkach

znamionowych. Wydaje się rzeczą wątpliwą, czy takie skrócenie czasu służby transformatora byłoby uzasadnione z gospodarczego punktu widzenia, toteż w przypadku, kiedy analiza warunków ruchu wykazuje możliwość występowania takich przeciążeń, należałoby przy konstrukcji odpowiednio obniżyć wskaźniki wyzyskania materiałów.

Przyczyną słabej przeciążalności większego z porównywanych transformatorów jest wysoki przyrost temperatury uzwojenia względem oleju (30°C), obniżający zdolność znoszenia przeciążeń krótkotrwałych, a z drugiej strony — niska wartość stałej czasu oleju (ok. 0,88 godz.), która powoduje szybkie narastanie temperatury przy przeciążeniach o czasie trwania rzędu 0,5—1 godz. Z drugiej strony można w danym przypadku tę obniżoną przeciążalność uważać za dopuszczalną, ponieważ transformator o mocy 26700 kVA był przeznaczony do pieca karbidowego.

Z powyższego wynika, że transformatory do pieców na stal, które muszą mieć wysoką przeciążalność ze względu na silne wahania obciążenia w czasie pracy, powinny być tak zaprojektowane, żeby przyrost temperatury uzwojenia względem oleju nie przekraczał ~ 25°C, a stała czasu oleju względem wody nie spadała poniżej 2 godzin; w tym przypadku nawet częstsze przeciążenia o 25% nie będą obniżać nadmiernie jego „trwałości".

W transformatorach do pieców karbidowych, w których wahania obciążenia są znacznie słabsze, można iść wyżej z wyzyskaniem materiałów niż w transformatorach elektrostalowni.

XIV

JAROSŁAW ŚWIDERSKI

Transformatory prostownikowe

Zagadnienia z dziedziny konstrukcji, technologii i eksploatacji

621.314:621.314.6(438)

Treść. Dotychczasowy zakres krajowej produkcji transformatorów prostownikowych oraz dotychczasowe doświadczenia w dziedzinie ich konstrukcji i eksploatacji. Zagadnienie odporności mechanicznej uzwojeń na siły zwarciowe podczas zapłonów wstecznych w prostowniku. Przewidywane nowe asortymenty w dziedzinie transformatorów prostownikowych. Prace naukowo-badawcze, które należy podjąć w dziedzinie transformatorów prostownikowych.

Трансформаторы для выпрямителей. Нынешние границы производства этих трансформаторов и собранный доныне опыт в области их конструкции и эксплоатации. Вопросы механической сопротивляемости обмоток силам короткого замыкания при обратном зажигании в выпрямителе. Предусмотренный новый ассортимент трансформаторов для выпрямителей. Научно-исследовательские работы, которые следует выполнить в области этих трансформаторов.

Rectifier transformers. Range of rectifiers transformers hitherto built in Poland and experience so far gained in the design and operation of such transformers. The problem of mechanical resistance of transformer windings against short circuit forces setting up in the case of backfiring. New range of rectifier transformers envisaged for the future. Scientific research which should be undertaken in the field of rectifier transformers.

1. Dotychczasowy zakres produkcji krajowej transformatorów prostownikowych i dotychczasowe doświadczenie w dziedzinie ich konstrukcji i eksploatacji.

Krajowy przemysł transformatorowy buduje dotychczas typowe transformatory prostownikowe o mocach nie przekraczających 1600 kVA i o napięciach pierwotnych 6 kV i 15 kV. Są to w przeważającej części transformatory dla trakcji kopalnianej oraz miejskiej i podmiejskiej, a więc o napięciach wtórnych niskich (dla napięć wyprostowanych od 220 V do 660 V). Produkcja wymienionych transformatorów niemal do końca 1951 roku liczyła się na jednostki. Wyraźny wzrost zapotrzebowania transformatorów prostownikowych zaznaczył się dopiero w związku z pojawieniem się na rynku pierwszych krajowych prostowników oraz w związku z rozbudową miejskich, podmiejskich i kopalnianych sieci trakcyjnych. W ciągu ostatnich trzech lat ustaliły się dwa zasadnicze typy krajowych transformatorów prostownikowych:

a) dla trakcji kopalnianej o nap. 250 V i natężeniu 600 A prądu stałego,

b) dla trakcji miejskiej i podmiejskiej o nap. 600 V lub 660 V i natężeniu 600 A prądu stałego.

Ze względów ekonomicznych jako typowy został przyjęty układ połączeń: gwiazda — dwugwiazda z dławikiem kojarzącym (bez domagnesowywania). Współpraca tych transformatorów z prostownikami krajowymi dała możność zebrania doświadczenia eksploatacyjnego w warunkach praktycznie najcięższych, albowiem częste bardzo na początku zapłony wsteczne w prostownikach przy braku odpowiednich — szybko działających — zabezpieczeń przeciwprzetężeniowych stanowiły najostrzejszą próbę dynamiczną uzwojeń.

Znaczna liczba uszkodzeń transformatorów z grupy b), zanotowana w ciągu jednego roku w dwóch nowych podstacjach trakcyjnych, była dla wytwórni sygnałem do przeprowadzenie rewizji zarówno konstrukcji, jak i technologii uzwojeń w celu skuteczniejszego uodpornienia ich na poważne naprężenia mechaniczne, występujące podczas zakłóceń pracy w prostownikach.

2. Zagadnienie odporności mechanicznej uzwojeń na siły zwarciowe podczas zapłonów wstecznych w prostownikach.

Transformatory prostownikowe pracują w warunkach wyraźnie różniących się od warunków, które charakteryzują pracę zwykłych transformatorów siłowych. Różnice te dotyczą zarówno pracy normalnej, jak i stanów zakłóceniowych. Szczególne warunki pracy transformatorów prostownikowych powinny być dobrze znane nie tylko konstruktorowi, aby przy projektowaniu mógł oprzeć się na właściwych założeniach, ale i użytkownikowi, aby rozumiał znaczenie właściwego systemu zabezpieczeń w urządzeniach prostownikowych.

W zespołach prostownikowych rozróżnia się dwa zasadnicze stany zaburzeń w pracy: a) zwarcie w obwodzie prądu stałego, b) zapłon wsteczny w prostowniku.

Zwarcie w obwodzie prądu stałego jest zjawiskiem niezbyt częstym i dla uzwojeń transformatora prostownikowego nie przedstawia niebezpieczeństwa większego aniżeli zwarcie w obwodzie wtórnym dla zwykłego transformatora energetycznego. Zasadniczym czynnikiem ograniczającym natężenie prądu zwarciowego w uzwojeniach transformatora jest oporność indukcyjna X_L obwodu prądu zmiennego. Indukcyjności obwodu prądu wyprostowanego nie mają wpływu na wartość natężenia prądu zwarcia.

Kształt krzywych prądu zwarciowego zależy od wartości oporności X_L oraz w dużym stopniu od miejsca skupienia tej oporności. Teoretycznie można rozpatrywać dwa krańcowe przypadki: a) skupienie X_L w obwodzie pierwotnym, b) skupienie X_L w obwodzie wtórnym.

Dla typowego układu 3/6 fazowego (gwiazda-dwugwiazda) wartość skuteczną prądu zwarcia w obu przeciwsobnych fazach wtórnych, tzn. umieszczonych na jednym słupie rdzenia, oblicza się z zależności

$$I_{2z} = \frac{E_2}{Z} = \frac{I_2}{U_z\%}\,100, \tag{1}$$

gdzie E_2 — napięcie fazowe wtórne w stanie jałowym transformatora,

Z — oporność pozorna obwodu zwartego przeliczona dla strony wtórnej transformatora,

I_2 — natężenie znamionowego prądu fazowego (anodowego),

$U_z\%$ — spadek napięcia w zespole prostowniczym (liczba procentów).

Ponieważ w stanie zwarcia kąt komutacji osiąga wartość $\gamma_z \simeq 60^0$, można przyjąć, że każda anoda rozciąga swoją pracę na przestrzeni 180°. Wartość szczytowa ustalonego wtórnego prądu zwarcia wynosi

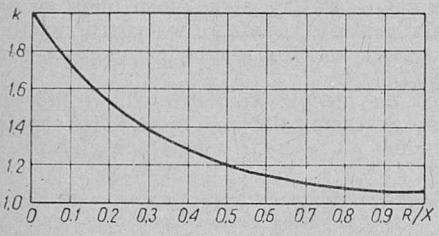
$$I_{2zm} = \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z} = \frac{\sqrt{2}\,I_2}{U_z\%}\,100. \tag{2}$$

Wartość szczytu udarowego można obliczyć z zależności

$$I_{2zu} = \left(1 + e^{\frac{-R}{X_L}\omega t}\right) I_{2zm} = kI_{2zm}, \tag{3}$$

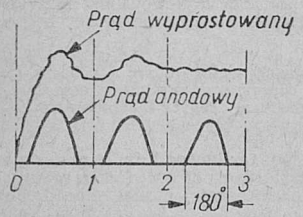
gdzie k — współczynnik szczytu udarowego,

$\frac{R}{X_L}$ — stosunek oporności czynnej obwodu zwartego (przewodów zasilających, uzwojeń transformatora i łuku) do jego oporności indukcyjnej (przewodów zasilających i uzwojeń).

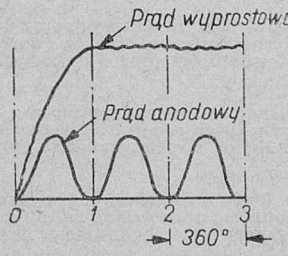


Rys. 1. Współczynnik k w funkcji $\frac{R}{X}$

Wartości współczynnika k podane są na rys. 1 w założeniu, że $\omega t = \pi$. Przy ustalaniu stosunku $\frac{R}{X_L}$ należy uwzględniać wzrost oporności łuku przy znacznych przeciążeniach prostownika. Szczyt przejściowy osiągany jest w granicach 1/2 do 2/3 okresu, po czym wartość prądu ustala się.



Rys. 2. Przebieg prądów zwarcia przy oporności X_L skupionej po stronie pierwotnej



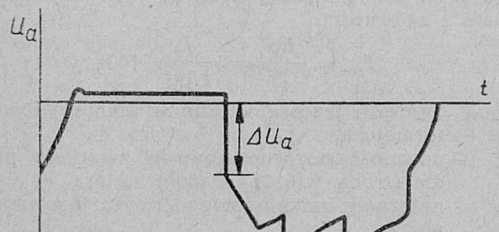
Rys. 3. Przebieg prądów zwarcia przy oporności X_L skupionej po stronie wtórnej

Charakterystyczny przebieg anodowego prądu zwarcia przy oporności X_L skupionej w obwodzie pierwotnym przedstawia rys. 2.

Jeżeli przyjąć, że cała oporność indukcyjna X_L jest skupiona w obwodzie wtórnym — przy jednoczesnym założeniu, że indukcyjność wzajemna uzwojeń wtórnych umieszczonych na wspólnym słupie rdzenia jest $M = O$, wówczas kąt przewodzenia prądu dla każdej anody osiąga wartości $> 180^0$ (rys. 3), dążąc do 360^0, co odpowiada jednoczesnej pracy wszystkich anod. W tym krańcowym przypadku teoretycznym wartość szczytową prądu anodowego otrzymamy z zależności (2), natomiast ustalony prąd zwarcia w obwodzie prądu stałego obliczymy z zależności:

$$I_{sz} = p \frac{\sqrt{2}\, E_2}{Z} = 6\, I_{2zm}. \tag{4}$$

W praktyce podczas zwarcia mogą pracować równolegle tylko trzy anody ze względu na małe rozproszenie w obwodzie wtór-



Rys. 4. Skok napięcia powrotnego na anodzie

nym i znaczne sprzężenie indukcyjne uzwojeń wtórnych, osadzonych na wspólnym słupie rdzenia (fazy 1,4 — 2,5 i 3,6). Dlatego wartość średnią ustalonego prądu zwarcia dla obwodu prądu stałego oblicza się z dostatecznym przybliżeniem z zależności:

$$I_{sz} = 3 \frac{2}{\pi} \frac{\sqrt{2}\, E_2}{Z} = 1{,}91\, I_{2zm}. \tag{4a}$$

Przyjmując $\frac{R}{X_L} = 0{,}25$, otrzymamy na podstawie zależności (3) udarową wartość szczytową prądu zwarcia w transformatorze:

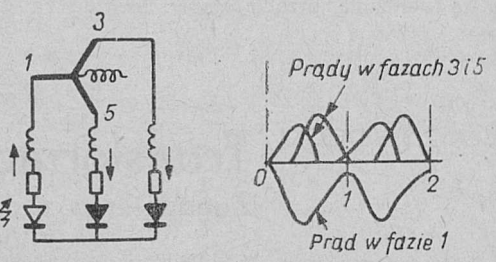
$$I_{2zm} = 1{,}45 \sqrt{2}\, I_{2z} \simeq 2\, I_{2z};$$

zakładając natomiast $\frac{R}{X_L} = 0{,}125$ otrzymujemy:

$$I_{2zm} = 1{,}68 \sqrt{2}\, I_{2z} \simeq 2{,}4\, I_{2z}.$$

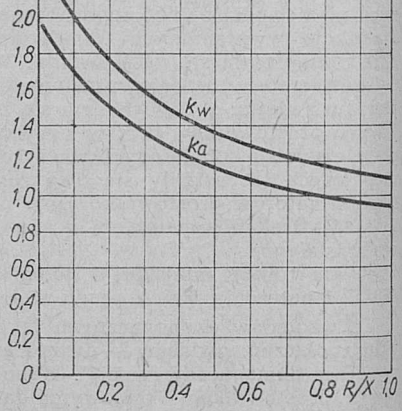
Wartości te są więc tego samego rzędu, co w przypadku transformatora siłowego.

Mogłoby się wydawać, że najbardziej celowymi środkami do ograniczania prądów zwarcia w zespołach prostowniczych są: odpowiednio duże napięcie zwarcia w transformatorze oraz dodatkowe oporności indukcyjne w obwodzie zasilającym. Taki wniosek jest niewłaściwy, pomijając bowiem ujemny wpływ rozproszenia w transformatorze na charakterystykę zewnętrzną zespołu, okazuje się, że duża indukcyjność w obwodzie pierwotnym powoduje stromy skok napięcia powrotnego na anodach, a przez to powiększa niebezpieczeństwo powstawania zapłonów wstecznych (rys. 4).



Rys. 5. Przebieg prądów zwarcia przy zapłonie wstecznym dla zespołu prostowniczego pracującego samodzielnie

W przypadkach wyjątkowo niekorzystnych napięcie powrotne na anodach może osiągać wartości rzędu $1{,}5\, U_{2m}$. Zjawisko to jest szczególnie niepożądane dla prostowników wysokonapięciowych, bardziej podatnych na zapłony wsteczne. Napięcie zwarcia w transformatorach prostownikowych nie



Rys. 6. Współczynniki k_w i k_a w funkcji stosunku R/X

może być zatem ani zbyt duże — ze względu na niebezpieczeństwo zwiększenia się częstotliwości zapłonów wstecznych, ani też zbyt małe — ze względu na konieczność ograniczenia prądu zwarcia. Na ogół napięcia zwarcia zawierają się w granicach 5 do 8% zależnie od mocy transformatora i od wartości napięcia górnego.

Cięższe znacznie warunki dynamiczne dla uzwojeń transformatora stwarzają zapłony wsteczne w prostowniku. Zapłon wsteczny powoduje niesymetryczne zwarcie w jednej trójfazowej grupie uzwojenia wtórnego, a mianowicie w tej, która zawiera fazę zasilającą płonącą wstecz anodę. Udział drugiej grupy trójfazowej uzwojenia wtórnego można pominąć ze względu na dużą indukcyjność dławika kojarzącego. Zapłon wsteczny pojawia się zazwyczaj w momencie zmiany znaku potencjału na danej anodzie i jest przeważnie następstwem nadmiernych przeciążeń prostownika. Rozróżniać należy dwa przypadki zapłonu wstecznego: a) w zespole prostowniczym, pracującym samodzielnie, b) w zespole prostowniczym, pracującym równolegle z innymi zespołami.

Przebieg prądów zwarcia w uzwojeniu transformatora podczas zapłonu wstecznego różni się zasadniczo od przebiegu prądu podczas zwarcia symetrycznego i zależy również od rozmieszczenia oraz wartości oporności R i X_L w obwodzie zwartym. W fazie połączonej z anodą płonącą wstecz kierunek prądu odwraca się, natomiast pozostałe dwie fazy, które zasilają anody zdrowe, mają kierunki prądu właściwe. Na rys. 5 pokazany jest przebieg prądów dla zapłonu wstecznego w przypadku *a*.

Wartość szczytową prądu wstecznego w uszkodzonej anodzie w granicach pierwszego okresu można obliczyć z zależności

$$I_{zm(w)} = k_w \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z_w}. \tag{5}$$

Wartość ta decyduje o stopniu zagrożenia uzwojeń transformatora. Dla pozostałych anod danej grupy trójfazowej mamy

$$I_{zm(a)} = k_a \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z_w}. \tag{6}$$

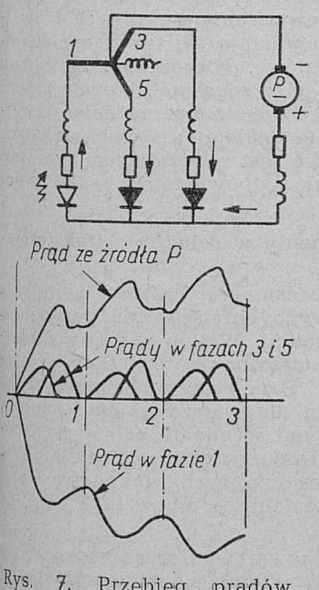
W powyższych zależnościach Z_w oznacza oporność obwodu objętego zapłonem wstecznym. Współczynniki k_w i k_a są podane na rys. 6. Są one — podobnie jak k — funkcją stosunku $\frac{R}{X_L}$ tj. sumarycznej oporności czynnej do oporności indukcyjnej obwodu zwartego. Należy zaznaczyć, że w danym przypadku nie jest uwzględniony wpływ drugiej grupy trójfazowej uzwojenia wtórnego.

Na rys. 7 pokazany jest przebieg prądów przy założeniu, że zespół prostownikowy dotknięty zapłonem wstecznym pracuje równolegle z innymi zespołami. Wartość chwilową prądu wstecznego w fazie *1* można wyznaczyć z następującej zależności ogólnej:

$$i_{z(w)} = \left(\frac{E_s}{R_w} - \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z_w}\right)\left(1 - e^{\frac{-R_w t}{L_w}}\right) + \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z_w}(1 - \cos \omega t), \tag{7}$$

gdzie E_s — s. e. m. źródła prądu stałego w obwodzie,
R_w — całkowita oporność czynna obwodu zwartego,
E_2 — fazowe napięcie wtórne transformatora (wartość skuteczna),
Z_w — oporność pozorna obwodu zwartego zapłonem wstecznym,
L_w — indukcyjność obwodu zwartego zapłonem wstecznym.

W równaniu tym człon pierwszy przedstawia składową stałą, szybko narastającą, człon zaś drugi składową zmienną.



Rys. 7. Przebieg prądów zwarcia przy zapłonie wstecznym dla zespołu prostowniczego pracującego równolegle ze źródłem P z powodu dużych szczytów narastającego prądu wstecznego.

Wzór (7) jest słuszny (z pewnym przybliżeniem, oczywiście) dla przypadku najbardziej ogólnego, kiedy dany zespół prostowniczy pracuje na szyny zbiorcze równolegle z innymi zespołami, co wyraża się teoretycznie dodatkową s. e. m. E_s w obwodzie zwartym. Prąd w anodzie zaatakowanej zapłonem wstecznym stanowi wówczas sumę prądów płynących z anod zdrowych w danej grupie (3,5), pominiętych w tym wzorze, oraz prądu dopływającego z sieci prądu stałego, która również zasila miejsce zwarcia (anoda *1*). Opisany przypadek jest najbardziej groźny dla transformatora: po pierwsze z powodu obecności nieskompensowanej obwodem pierwotnym znacznej składowej stałej w tej fazie uzwojenia wtórnego, która połączona jest z anodą płonącą wstecz, po drugie

Wartość n-tego z kolei szczytu prądu wstecznego można obliczyć z zależności:

$$i_{z(w)n} = \left(\frac{E_s}{R_w} - \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z_w}\right)\left[1 - e^{\frac{-R_w \cdot T}{L_w}\left(n - \frac{1}{2}\right)}\right] + \frac{2\sqrt{2}\,E_2}{Z_w}. \tag{7a}$$

Czas t liczy się od początku ujemnej połówki cyklu napięcia anodowego na anodzie chorej. Prąd wsteczny ma szczyty przy końcu pierwszej, trzeciej, piątej itd. połówki cyklu składowej zmiennej.

Ostrość szczytów i szybkość narastania prądu wstecznego zależne są od stosunku $\frac{X_L}{R}$, który w praktyce wynosi $4 \div 8$. Należy przy tym wziąć pod uwagę tę okoliczność, że im większa jest wartość oporności X_L, tym mniejsza jest absolutna wartość szczytowa prądu wstecznego. Porównując wartość szczytową ustalonego prądu zwarcia (składowa zmienna)

$$I_{2zm} = \frac{\sqrt{2}\,E_2}{Z}$$

z udarową szczytową wartością prądu wstecznego, wyznaczoną na podstawie zależności (7a), otrzymujemy dla stosunku $\frac{R}{X_L} = 0{,}125$ wartość pierwszego szczytu (po $\frac{1}{2}T$ czyli 10 ms) $\sim 3{,}5\ I_{2z}$, a wartość drugiego szczytu (po $\frac{3}{2}T$ czyli 30 ms) $\sim 4{,}8\ I_{2z}$. Jeżeli zatem w obwodzie prądu stałego są zainstalowane szybkie wyłączniki nadmiarowe dla czasu wyłączania rzędu 20 do 25 ms, wówczas można by w obliczeniach dynamicznych przyjąć dla uzwojeń wtórnych, dotkniętych zapłonem wstecznym, maksymalny udar prądu wtórnego rzędu

$$I_{2z(obl)} \simeq 4 \cdot I_{2z}.$$

Jeżeli weźmiemy pod uwagę, że w zwykłym transformatorze siłowym udarowy prąd zwarcia przy stosunku $\frac{R}{X_L} = 0{,}125$ wynosi

$$I_{zmax} \simeq 2{,}2 \cdot I_z,$$

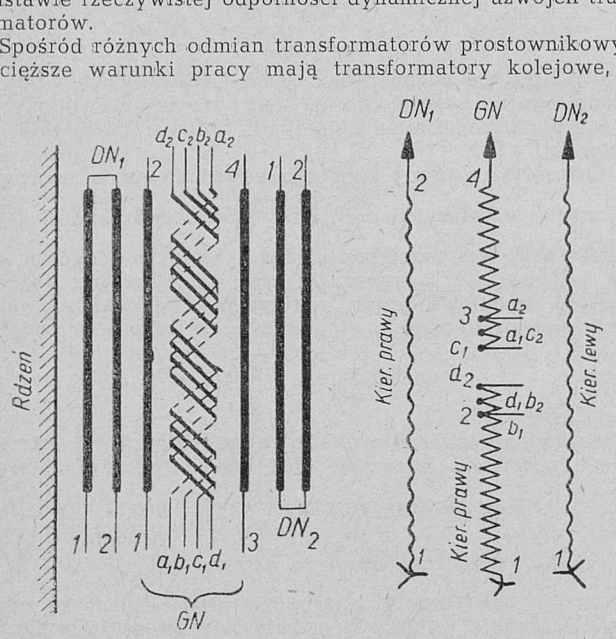
to dojdziemy do wniosku powierzchownego, że dotknięta zapłonem wstecznym faza w transformatorze prostownikowym może doznawać ponad dwukrotnie większych naprężeń mechanicznych niż faza w transformatorze siłowym — o równoważnych danych znamionowych — podczas zwarcia na zaciskach wtórnych. Wniosek ten nazwiemy powierzchownym, gdyż różnica w charakterze prądów zwarciowych w obu przypadkach jest znaczna i naprężenia w elementach uzwojeń są zupełnie odmienne, a wobec tego niewspółmierne w skutkach, oczywiście, na niekorzyść transformatorów prostownikowych.

Obecność składowej stałej w prądzie wstecznego zapłonu, nieskompensowanej prądem pierwotnym, powoduje zmienność kierunku sił, działających w uzwojeniu, tzn., że uzwojenia doznają naprężeń targających zarówno w kierunku promieniowym jak i poosiowym, jeżeli czas odłączenia zwarcia jest zbyt długi. Tego rodzaju naprężenia są groźne dla uzwojeń i przy niedostatecznych zabezpieczeniach prądowo-czasowych powodują po pewnej liczbie powtarzających się zapłonów wstecznych zniszczenie uzwojeń (badania w tej dziedzinie prowadził prof. G. N. Pietrow). Ze względu na brak możliwości ścisłego uchwycenia wszystkich parametrów obwodu dotkniętego awarią w zespole prostownikowym, podana metoda obliczeniowa [2] pozwala na dokonanie rachunku o charakterze raczej orientacyjnym, wystarczającym zresztą do wyciągnięcia odpowiednich wniosków.

W literaturze zagranicznej w ciągu ostatnich pięciu lat pojawiło się kilka obszerniejszych publikacji z dziedziny pracy zespołów prostownikowych. W publikacjach tych wyraźnie występuje problem racjonalnej ochrony transformatora przed niszczącymi skutkami zapłonów wstecznych. W urządzeniach mniejszej mocy stosuje się często szybko działające wyłączniki anodowe (czas działania rzędu 20 do 25 ms), natomiast w urządzeniach większej mocy stosuje się blokadę siatkową. Transformatory siłowe są rzadko narażane na bliskie zwarcia — tym

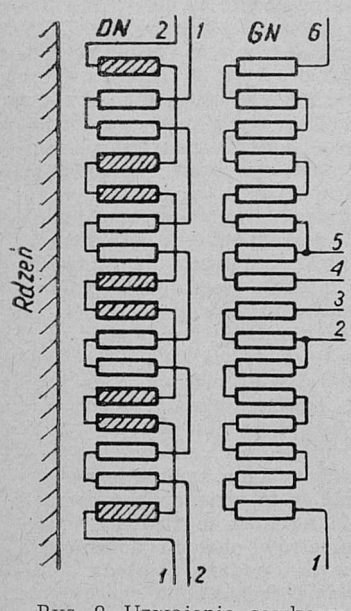
rzadziej, im większa jest moc danej jednostki i im pewniejsza jest instalacja odbiorcza, co zresztą stoi w dość ścisłym związku wzajemnym. Dlatego też zdarza się, że opinia o małej podatności do zaburzeń w pracy transformatorów w danym kraju lub okręgu energetycznym ustala się raczej dzięki dużej pewności ruchu samej sieci i urządzeń odbiorczych, a nie na podstawie rzeczywistej odporności dynamicznej uzwojeń transformatorów.

Spośród różnych odmian transformatorów prostownikowych najcięższe warunki pracy mają transformatory kolejowe, ze



Rys. 8. Schematyczny układ uzwojenia warstwowego

względu zarówno na silnie wahające się obciążenie, jak i na częste przeciążenia chwilowe, które sprzyjają powstawaniu zapłonów wstecznych w prostowniku. W miarę wzrostu mocy transformatorów prostownikowych zwiększa się trudność zapewnienia uzwojeniom dostatecznej odporności na siły zwarciowe, występujące przy zapłonach wstecznych. W najnowszych publikacjach zagranicznych zalecane są w dziedzinie konstrukcji transformatorów prostownikowych następujące środki, zmierzające do uodporniania uzwojeń na skutki zapłonów wstecznych:



Rys. 9. Uzwojenie cewkowe

a) przestrzeganie pełnej symetrii poosiowej uzwojeń pierwotnych i wtórnych,

b) rozmieszczanie zaczepów w sposób jak najmniej naruszający symetrię amperozwojów wzdłuż słupa rdzenia,

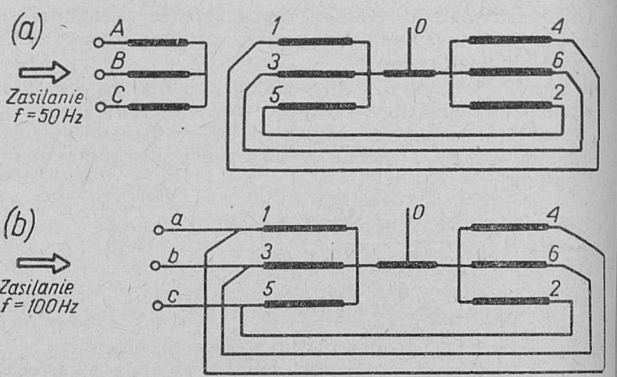
c) staranne usztywnianie uzwojeń zarówno w kierunku poosiowym, jak i promieniowym.

Poza tym w przypadku transformatorów większej mocy zaleca się nawet unikanie wszelkiej regulacji zaczepowej na stronie pierwotnej i stosowanie dodatkowych transformatorów lub autotransformatorów do regulacji napięcia zasilającego. Zalecane jest również stosowanie tulei izolacyjnych twardych oraz zwiększonej liczby klinów na obwodzie. Nasz przemysł transformatorowy zamierza w najbliższym czasie stosować nasycanie uzwojeń lakierem gliftalowym, opierając się na doświadczeniu przemysłu transformatorowego radzieckiego.

Doświadczenie wykazuje, że niezmiernie ważnym szczegółem technologicznym w budowie uzwojeń jest osiągnięcie jak największej spoistości całego uzwojenia, możliwej tylko przy bardzo starannym jego sprasowaniu i nasyceniu. Tym sposobem uzyskuje się mocne powiązanie elementów uzwojenia łatwo z biegiem czasu rozluźniających się, jak np. przekładki międzycewkowe, bandaże itp. Najdrobniejsze nawet luzy poosiowe lub promieniowe w uzwojeniach stanowią zawsze zalążek stopniowych deformacji i prowadzą do ostatecznego ich zniszczenia po pewnej liczbie zwarć lub zapłonów wstecznych.

Na rys. 8 i 9 pokazane są typowe rozwiązania konstrukcji uzwojeń transformatorów prostownikowych. Niektóre wytwórnie zagraniczne dla mocy do ok. 1000 kVA stosują uzwojenia warstwowe. Uzwojenia tego typu (rys. 8) zapewniają wprawdzie dobrą symetrię amperozwojów wzdłuż słupa rdzenia, są jednak w wykonaniu kłopotliwe, a pod względem sztywności poosiowej niezbyt pewne. Uzwojenia typu cewkowego (rys. 9), a szczególnie uzwojenia o cewkach tarczowych, dają możność dobrego doprasowania ich dzięki znacznym wymiarom promieniowym cewek. Jednakże symetria amperozwojów nie może być pełna wskutek obecności cewek zaczepowych. Uzwojenia tego typu są stosowane w transformatorach krajowych oraz, jak wynika z danych katalogowych, w transformatorach produkowanych w ZSRR.

Z podanych wyżej rozważań wynika, że zapłony wsteczne stanowią dla uzwojeń transformatorów bardzo poważne niebezpieczeństwo. Opanowanie zagadnienia pełnej odporności dynamicznej uzwojeń na siły zwarciowe w danym przypadku nie jest sprawą łatwą i wymaga jeszcze szeregu doświadczeń i badań. Na pierwszy plan wysuwa się zagadnienie dobrej spoistości uzwojeń. Żadne przepisy lub normy nie określają liczby kolejnych zwarć, którą powinien transformator dynamicznie wytrzymać, z czego wynika, że ma ona być nieogra-



Rys. 10. Schematy układów pomiarowych do wyznaczania strat dodatkowych od wyższych harmonicznych
a) układ do próby zwarciowej przy $f = 50$ Hz
b) układ do próby zwarciowej przy $f = 100$ Hz

niczona. Z drugiej strony jednak wiadomo, że pod wpływem częstych i dużych naprężeń materiały izolacyjne ulegają stopniowej deformacji; takie np. materiały, jak drewno, preszpan, papier lub bawełna, w miarę powtarzania się silnych i gwałtownych naprężeń stopniowo dogniatają się tworząc nieuniknione luzy poosiowe i promieniowe. Nieznacznie chociażby rozluźnione uzwojenie można z góry zdyskwalifikować z punktu widzenia dynamicznego, jako nieodporne na dalsze zwarcia. Opanowanie konstrukcji i technologii uzwojeń mających wielokrotną odporność zwarciową jest zagadnieniem realnym, wymaga jednak przeprowadzenia odpowiednich badań i doświadczeń.

3. Przewidywane nowe asortymenty w dziedzinie transformatorów prostownikowych.

We wstępie referatu zaznaczono, że krajowa produkcja transformatorów prostownikowych ogranicza się dotychczas niemal wyłącznie do potrzeb trakcji. W tym zakresie asortyment nasz już się rozszerza o transformatory trakcyjne specjalne dla elektryfikacji kolei. Poza tym wykonany został również prototyp transformatora dla warszawskiego „metra". Poza transformatorami trakcyjnymi wymienić należy następujące wykonania specjalne: transformator o mocy 500 kVA 12-fazowy do zasilania jupiterów łukowych, wykonany w roku 1950, oraz transformator specjalny o mocy 1220 kVA do formowania prostowników.

Zgodnie z wymaganiami użytkowników dotychczasowa konstrukcja transformatorów trakcyjnych ma ulec zmianie: z względu na potrzebę zlikwidowania niekorzystnego w eksploatacji podskoku napięcia o $\sim 15\%$ przy pełnych odciążeniach w sieci odbiorczej rozważana jest możliwość zastosowania domagnesowywania dławików kojarzących. Istnieje również koncepcja wbudowywania do kadzi transformatora dławika oraz urządzenia domagnesowującego. Pozwoliłoby to na zaoszczę

dzenie miejsca i uproszczenie połączeń w celi transformatorowej, chociaż skomplikowałoby czynności montażowe w produkcji samego transformatora.

Inne dziedziny naszego przemysłu, korzystające z energii prądu stałego, jak np. elektrochemia lub walcownictwo, nie zgłaszały dotychczas zamówień na transformatory prostownikowe produkcji krajowej. Należy oczekiwać, że już w okresie następnego narodowego planu gospodarczego polski przemysł transformatorowy podejmie produkcję transformatorów prostownikowych wielkoprądowych z regulacją pod obciążeniem dla elektrometalurgii.

4. Prace naukowo-badawcze do podjęcia w dziedzinie transformatorów prostownikowych.

a) W całym naszym przemyśle transformatorowym podstawowym obecnie zagadnieniem jest ustalenie właściwych metod budowy uzwojeń, zapewniających dobrą ich wytrzymałość dynamiczną. Wiąże się z tym sprawa jak najszybszego opanowania przez przemysł chemiczny wszelkich zagadnień, dotyczących produkcji lakieru gliftalowego odpornego na gorący olej, przez przemysł zaś transformatorowy — przystosowania odpowiednich urządzeń do nasycania.

Opanowanie zagadnienia odporności dynamicznej uzwojeń wymaga również badań sprawdzających w zwarciowni wielkiej mocy. Dotychczas transformatory nasze zdają egzamin bezpośrednio w sieciach. Wydaje się jednak sprawą konieczną przeprowadzenie doświadczeń na jednostkach chociażby do 1600 kVA, aby mieć jasny pogląd na celowość stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych. Próby zwarciowe należałoby przeprowadzać głównie pod kątem widzenia wpływu częstotliwości zwarć na odporność dynamiczną uzwojeń.

Równolegle z badaniami nad wytrzymałością dynamiczną uzwojeń transformatorów prostownikowych należałoby podjąć prace teoretyczne nad ściślejszym uchwyceniem przebiegów elektromagnetycznych podczas zaburzeń w pracy zespołów prostowniczych.

Polska norma transformatorowa PNE 33 zachowała dotychczas warunek, który ogranicza dopuszczalną z punktu widzenia dynamicznego wartość udarową prądu zwarcia do 75-krotnej wartości prądu znamionowego, co odpowiada nap. zwarciu znamionowemu ok. 3,3%. Wydaje się rzeczą zupełnie możliwą przesunięcie granicznej wartości prądu udarowego wzwyż, jeżeli zrobimy niezbędny krok naprzód w dziedzinie unowocześnienia konstrukcji i technologii uzwojeń.

b) Dotychczas brak jest polskiej normy na warunki badania i oceny transformatorów prostownikowych. Szczególnie daje się odczuwać brak ustalonej metody badania cieplnego (próba typu) transformatorów trakcyjnych o wysokim stopniu przeciążalności. Zagadnienie to jest skomplikowane z tego powodu, że trudno uzyskać warunki zastępcze dla obciążenia próbnego, które pozwoliłoby na uzyskanie dostatecznie miarodajnych wyników.

Jak wiadomo, próba cieplna transformatora prostownikowego w stanie zwarcia nie odtwarza zupełnie rzeczywistych warunków prądowych w uzwojeniach ani z punktu widzenia rzeźby przebiegów prądowych (brak harmonicznych), ani z punktu widzenia przekładni prądowej. B. Heller [3] podaje praktyczną metodę Waldvogla dla wyznaczania strat dodatkowych w uzwojeniach transformatorów prostownikowych. Metoda ta jest stosunkowo prosta i opiera się na zasadniczych współczynnikach empirycznych. Polega ona na dwóch pomiarach w stanie zwarcia — częstotliwością normalną oraz częstotliwością zdwojoną (rys. 10). Sumaryczne straty dodatkowe oblicza się z zależności:

$$P = x \cdot P_1 + y \cdot P_2,$$

gdzie P_1 — straty z pomiaru częstotliwością 50 Hz,
P_2 — straty z pomiaru częstotliwością 100 Hz,
x, y — współczynniki zależne od wielkości kąta komutacji.

Opracowanie polskiej metody badania cieplnego transformatorów prostownikowych wymagałoby wstępnych prac przygotowawczych teoretycznych oraz szeregu pomiarów i badań zarówno w eksploatacji, jak i w laboratorium. Prace te mogłyby być prowadzone przez zespół inżynierski reprezentujący zainteresowaną wytwórnię oraz instytucje naukowe.

LITERATURA

[1] Rywkin A. G. Prieobrazowatielnyje ustanowki bolszoj moszczosti (1951)
[2] AIEE Committee. Protection of Electronic Power Converters (1950)
[3] Heller B. Projektowanie transformatorów prostownikowych (Elektrotechnicky Obzor, 1954, nr 1)
[4] Kostienko M. P., Niejman Ł. P., Bławdziewicz G. N. Elektromagnitnyje processy w sistiemach s moszcznymi wypriamitielnymi ustanowkami (1946)

XV

MGR INŻ. DZIKOWSKI JERZY

Wyzyskanie obciążalności transformatorów trakcyjnych w zespołach prostownikowych

621.33:621.314.6:621.311.153

Treść. Ważność zagadnienia dla prawidłowego projektowania oraz pewności ruchu i oszczędności w eksploatacji. Przebieg obciążeń podstacji trakcyjnych. Analiza i obliczanie nagrzewania się oleju i uzwojeń transformatora przy zmiennym obciążeniu. Ocena szybkości starzenia się izolacji uzwojeń z uwzględnieniem wahań temperatury powietrza w ciągu roku. Dostosowanie programu włączania zespołów do wykresu obciążeń dobowych. Stosowanie wskaźników pozwalających na kontrolę temperatury uzwojeń w czasie pracy. Stosowanie specjalnych zabezpieczeń uwzględniających nagrzewanie się uzwojeń. Wnioski.

Использование нагрузочной способности тяговых трансформаторов в выпрямительных аггрегатах. Важность вопроса с точки зрения правильного проектирования, надежности работы и экономической эксплоатации. Характер нагрузки тяговых подстанций. Анализ и расчет нагрева масла и трансформаторных обмоток при переменной нагрузке. Оценка скорост и старения изоляции обмоток в связи с колебаниями температуры воздуха в течение года. Соответствие между планом включения аггрегатов и кривой суточной нагрузки. Применение указателей, позволяющих контролировать температуру обмоток во время работы. Применение специальной защиты, учитывающей нагрев обмоток. Заключение.

Utilisation of the load carrying capacity of traction transformers in rectifier sets. Importance of this problem as a means of ensuring correct design, as well as reliability and economy in operation. Load course in traction substations. Analysis and computation of the temperature of oil and windings at varying load. Estimating the rate of insulation ageing in windings, with due allowance for atmospheric temperature throughout the year. Adaptation of the switching programme of sets to the daily load curve. Adoption of indices facilitating temperature control in windings during work. Adoption of such special protective devices as make allowance for the heating of windings. Suggestions.

1. Znaczenie wyzyskania obciążalności transformatorów prostownikowych.

Podstawowym zagadnieniem, które nasuwa stosowanie zespołów prostownikowych w trakcji elektrycznej, jest sprawa wyzyskania obciążalności transformatorów, przy jednoczesnym zabezpieczeniu ich od przedwczesnego zużycia.

Przez obciążalność transformatorów będziemy rozumieć zdolność pokrywania obciążeń w całym zakresie zmiennych warunków trakcyjnych przy zachowaniu pewności ruchu oraz wymagań oszczędności w budowie i eksploatacji. Tak pojęta obciążalność nie da się wyrazić przy pomocy znamionowej mocy ciągłej i dopuszczalnych przeciążeń o przewidzianym czasie trwania, lecz musi być scharakteryzowana na tle określonych warunków pracy.

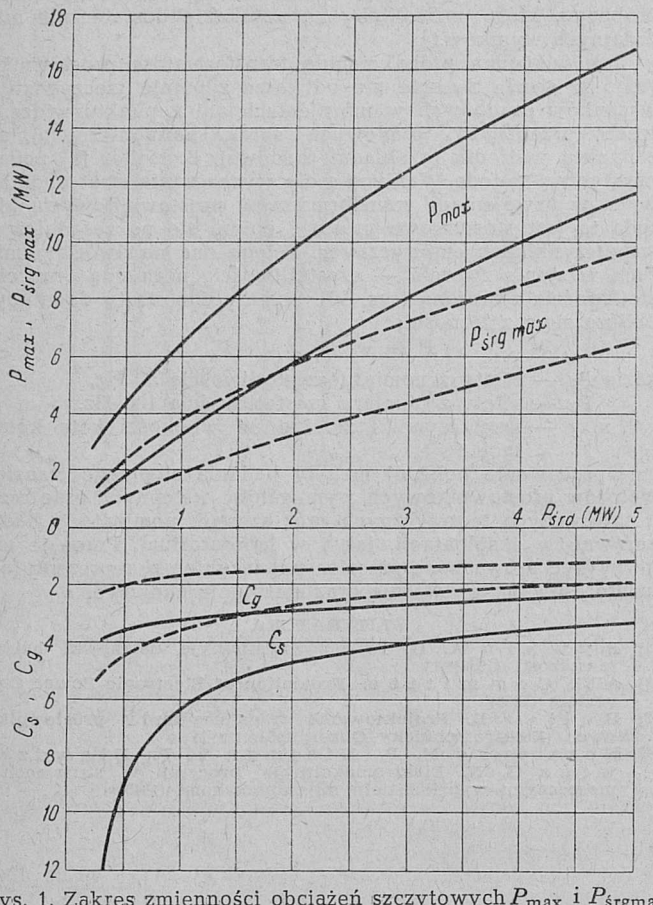
Dokładne zbadanie obciążalności transformatorów i jej wpływu na obciążalność zespołów prostownikowych przy zmiennym obciążeniu trakcyjnym jest konieczne dla trafnego określenia właściwości zespołów przeznaczonych do produkcji, zaprojektowania ich liczby i mocy na każdej podstacji, wreszcie — celowego ich wyzyskania w eksploatacji.

Dotychczas normalnie stosowane metody porównywania szczytów chwilowych oraz średnich lub zastępczych obciążeń w godzinach szczytowych z danymi znamionowymi zespołów nie zabezpieczają przed przeinwestowaniem, ani też nie dają pewności uniknięcia omyłek, wiodących do zmniejszenia trwałości urządzeń i pewności zasilania, lub też do niepotrzebnego zwiększenia kosztów eksploatacji.

Celem niniejszej pracy jest wstępne oświetlenie zagadnienia, ustalenie wytycznych dla dalszych studiów i badań, a przede wszystkim — wykazanie ich konieczności i pilności.

2. Charakterystyczne cechy przebiegu obciążeń podstacji trakcyjnych.

Obciążenia podstacji trakcyjnych mają pewne cechy odróżniające je od obciążeń elektrowni i energetycznych stacji transformatorowych. Różnice te polegają przede wszystkim na



Rys. 1. Zakres zmienności obciążeń szczytowych P_{max} i $P_{śrgmax}$ oraz współczynników szczytu c_s i c_g w zależności od średniego obciążenia dobowego podstacji $P_{śrd}$

znacznej rozpiętości wahań obciążenia oraz na szybkości i częstotliwości, z jaką te zmiany zachodzą.

Obciążenia trakcyjne zależą ściśle od ustalonych rozkładów jazdy pociągów, które nadają im pewną mniej lub więcej wyraźną cykliczność. Łatwo zrozumieć, że obciążenia podstacji zasilających linie o różnym charakterze ruchu różnią się znacznie pomiędzy sobą i to pod względem nie tylko swej wielkości, ale i charakteru przebiegu.

Pomimo tej różnorodności można dla obciążeń wszystkich podstacji znaleźć pewną wspólną prawidłowość. Będzie nią podobna zależność szczytowych obciążeń chwilowych (I_{max}) oraz największych w ciągu doby średnich wartości 1-godzinnych ($I_{śrgmax}$) od średniego obciążenia dobowego podstacji ($I_{śrd}$). Stosunek wartości szczytowych do wartości średniej będzie zawsze wzrastał przy zmniejszaniu się średniego obciążenia podstacji.

Współczynniki szczytu chwilowego i szczytu godzinnego

$$c_s = \frac{I_{max}}{I_{śrd}}, \qquad c_g = \frac{I_{śrgmax}}{I_{śrd}}$$

były przedmiotem licznych badań statystycznych, których wyniki podawane są w literaturze [1, 2].

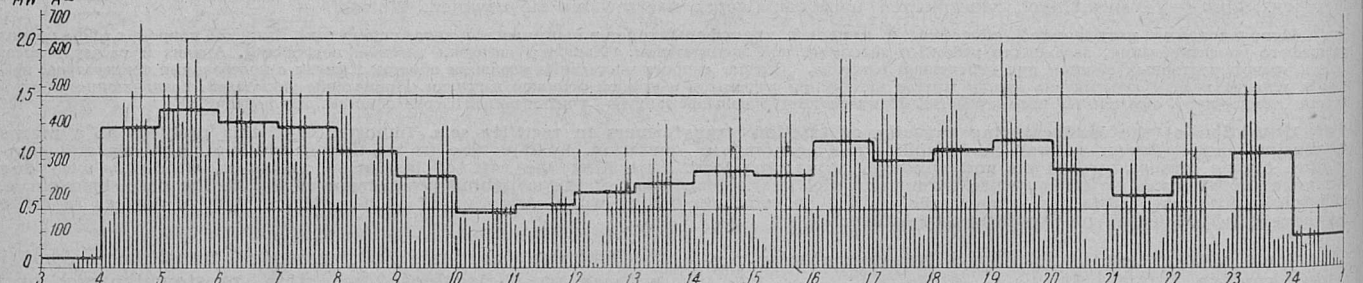
Zamieszczone tam wykresy przedstawiają zależności dla bardzo dużych wartości obciążeń średnich (od 2 do 15 MW a nawet więcej), a więc dla podstacji bardzo wielkich i całych grup podstacji wspólnie zasilanych.

Ponieważ przy systemie prądu stałego na 3300 V mamy do czynienia ze znacznie mniejszymi obciążeniami średnimi (0,2 ÷ 5 MW), należało rozszerzyć ten zakres odpowiednio w dół. Tę możliwość dały wyniki doświadczeń PKP i publikacje dotyczące obciążeń podstacji kolei włoskich [4]. Na tej podstawie wykonano wykresy przedstawione na rys. 1. Należy w tym miejscu podkreślić orientacyjny charakter tych krzywych, gdyż są one oparte na materiale statystycznym bardzo szczupłym.

Krzywe wykonane linią ciągłą przedstawiają granice, w których zawarte są — w zależności od warunków — wartości szczytów chwilowych P_{max}, względnie współczynnika szczytu chwilowego c_s, linią zaś przerywaną — wartości największej średniej godzinnej $P_{śrg\,max}$ lub współczynnika godzinnego c_g. Jak widać, granice zmienności są bardzo duże, zwłaszcza przy małych obciążeniach podstacji. Ogólnie można powiedzieć, że większe obciążenia szczytowe w stosunku do wartości średnich odpowiadają mniejszej liczbie pociągów na zasilanym przez podstację odcinku. Oczywiście, wielką rolę grają duże skupienia pociągów w pewnych porach dnia, a następnie gęste przystanki i duże prądy rozruchu. Na ogół górna granica obciążeń szczytowych odpowiada warunkom ruchu podmiejskiego, dolna — ruchu pociągów dalekobieżnych, osobowych i towarowych.

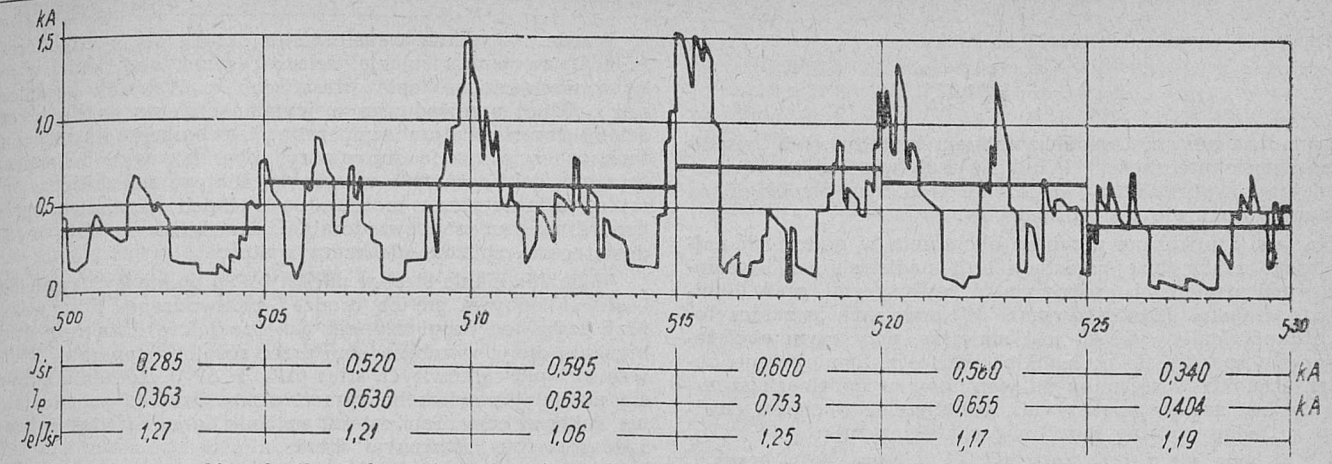
Ponieważ interesujący nas przebieg nagrzewania się części transformatorów prostownikowych zależy nie tylko od wartości szczytowych, lecz i od całego przebiegu obciążeń w ciągu doby, przedstawiamy tutaj kilka typowych wykresów obciążeń.

Rys. 2 przedstawia dobowy przebieg obciążeń w postaci zarejestrowanych przez maksygraf średnich wartości 5-minutowych. Wykres ten dotyczy podstacji zasilającej wyłącznie ruch podmiejski (pociągi 2- lub 3-jednostkowe). Dla lepszego scharakteryzowania przebiegu podano na rys. 3 wykres obciążeń chwilowych w okresie szczytowym, zdjęty amperomierzem samopiszącym. Jak widać, obciążenie składa się ze „słupków", występujących dość rzadko, o ostrych wierzchołkach, pomiędzy którymi obciążenie spada niemal do zera. W okresie pozaszczytowym słupki obciążenia występują jeszcze znacznie rzadziej.



Rys. 2. Przebieg obciążeń podstacji zasilającej odcinek podmiejski, zdjęty przy pomocy maksygrafu — średnie moce 5-minutowe ($P_{śr\ 5\ min}$)

Pod wykresami na rysunkach podano obliczone wartości średnie ($I_{śr}$ wzgl. $P_{śr}$) dla przyjętych okresów czasu (5 minut i 1 godzina) oraz prądy lub moce zastępcze (średnie kwadratowe — I_e wzgl. P_e). Te ostatnie, jak wiadomo, są miarodajne przy określeniu warunków nagrzewania się transformatorów.



Rys. 3. Przebieg prądów chwilowych w ciągu 30 minut okresu szczytowego, zdjęty przy pomocy amperomierza samopiszącego

Dla scharakteryzowania opisywanego tu obciążenia podstacji można podać następujące wielkości:

średnie obciążenie dobowe $I_{śrd} = 226$ A;

szczyt chwilowy $I_{max} = 1530$ A;

szczyt godzinny $I_{śrgmax} = 419$ A;

Największy prąd zastępczy godzinny — $I_{egmax} = 450$ A. Tym wartościom odpowiadają współczynniki szczytu:

$$c_s = 6{,}77;$$
$$c_g = 1{,}86.$$

Godzinę największego obciążenia charakteryzuje stosunek

$$c_s' = \frac{1530}{419} = 3{,}65$$

lub jego odwrotność, tzw. współczynnik zapełnienia wykresu obciążenia:

$$k_s = \frac{1}{c_s'} = 0{,}274.$$

Zauważmy, że poza godzinami szczytowymi obciążenie jest 2 razy, a nawet — między 10 i 12 godziną — 3 razy mniejsze od obciążenia szczytowego. Stosunek obciążeń chwilowych nie będzie jednak taki duży.

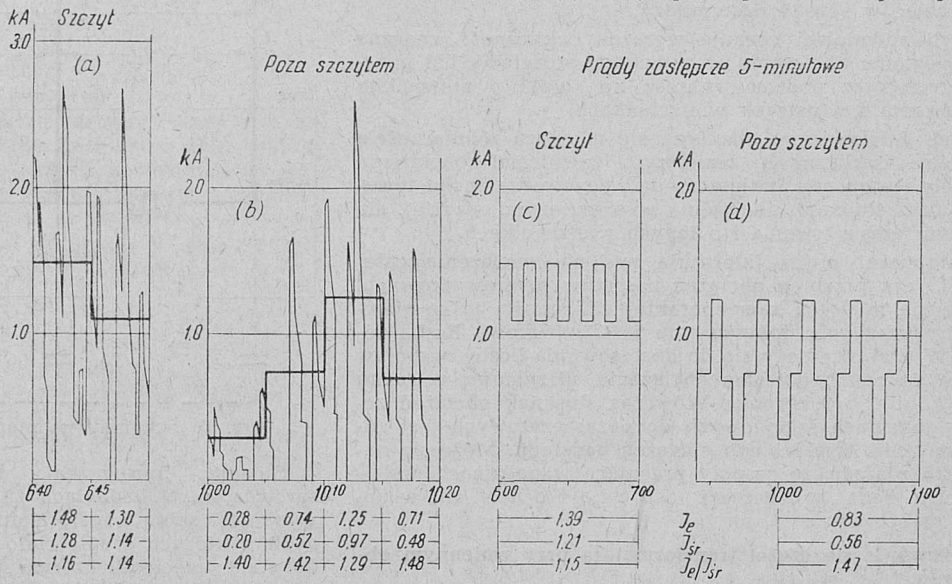
Na rys. 4 pokazano znaleziony rachunkowo wykres prądów chwilowych jednej z podstacji zasilających linię podmiejską, zelektryfikowaną napięciem 800 V. Część (*a*) rysunku przedstawia przebieg w godzinach szczytowych, w których powtarza się wielokrotnie cykl 10-minutowy obciążenia:

$$I_{max} = 2700 \text{ A};$$
$$I_{śrgmax} = 1210 \text{ A};$$
$$c_s' = 2{,}23; \quad k_s = 0{,}448.$$

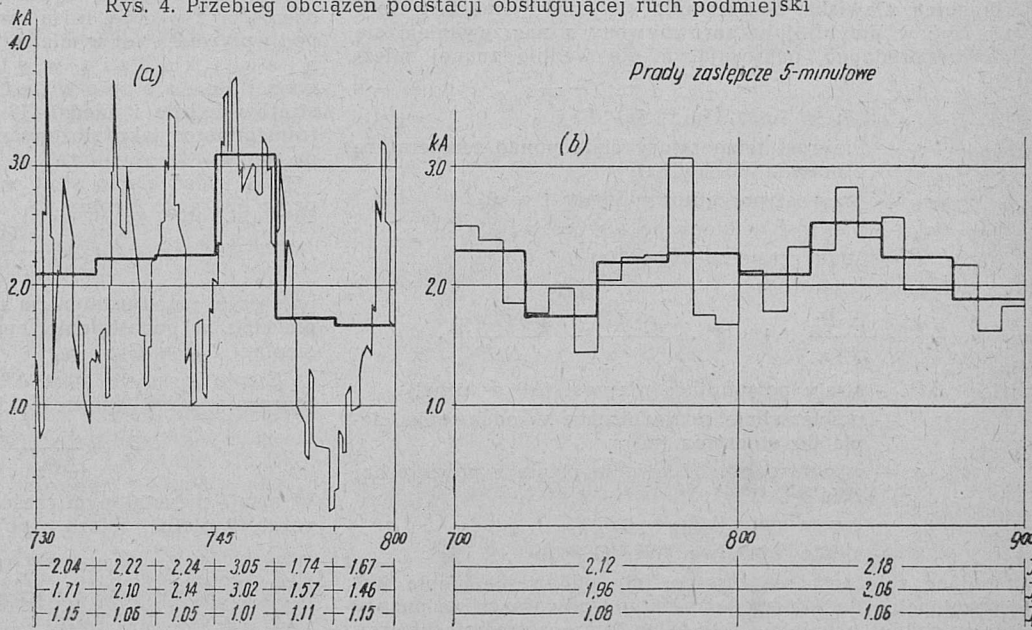
Inny obraz przedstawia obciążenie tej samej podstacji w godzinach pozaszczytowych, pokazane na rysunku 4 (*b*). Szczyty chwilowe dochodzą do wartości zbliżonych do największych prądów w szczycie. W 20-minutowym cyklu skupienia największych obciążeń chwilowych nie powtarzają się często, skutkiem czego zapełnienie wykresu jest znacznie mniejsze.

$I_{max} = 2600$ A; $I_{śrg} = 540$ A; $c_s' = 4{,}82$; $k_s = 0{,}208$.

Na częściach (*c*) i (*d*) rys. 4 pokazano wykresy prądów



Rys. 4. Przebieg obciążeń podstacji obsługującej ruch podmiejski



Rys. 5. Przebieg obciążeń podstacji obsługującej ruch mieszany z przewagą pociągów lokomotywowych

zastępczych 5-minutowych w szczycie i poza szczytem. Warto zauważyć w godzinach pozaszczytowych znaczną różnicę pomiędzy prądem zastępczym (I_e) i prądem średnim ($I_{śr}$), wy-

rażającą się wysoką wartością stosunku

$$k_e = \frac{I_e}{I_{śr}} = 1{,}47,$$

który można nazwać „współczynnikiem kształtu", lub „współczynnikiem skuteczności". Wielkość tego współczynnika charakteryzuje wpływ, który obciążenie w danym przebiegu ma na nagrzewanie się transformatorów.

Na rys. 5 pokazano przebieg obciążenia w godzinach największego ruchu dużej podstacji linii magistralnej z lokomotywowymi pociągami osobowymi i towarowymi oraz lokalnymi pociągami jednostkowymi. W godzinach pozaszczytowych zapełnienie wykresu jest mniejsze, przy czym obciążenia często spadają do niewielkich wartości. Zmniejszenie obciążeń średnich w stosunku do warunków w godzinach szczytowych jest zawsze większe niż zmniejszenie obciążeń chwilowych. Jedną godzinę szczytową charakteryzują:

$$I_{max} = 3900 \text{ A}; \quad I_{śrg} = 1960 \text{ A}; \quad c_s' = 1{,}99; \quad k_s = 0{,}503.$$

Rozróżniając dwa zasadnicze typy przebiegów obciążeń podstacji — na liniach z ruchem wyłącznie podmiejskim i liniach z ruchem wyłącznie dalekobieżnym, można je scharakteryzować w sposób następujący:

1) ruch podmiejski cechuje wyraźna cykliczność, znaczna różnica poziomu obciążenia w godzinach szczytowych i pozaszczytowych oraz podział wykresu na słupki o niewielkim czasie trwania i o ostrych wierzchołkach;

2) ruch dalekobieżny odznacza się mniejszą regularnością (niewyraźna cykliczność), mniejszymi różnicami obciążenia w szczycie i poza nim (zwłaszcza przy przewadze ruchu towarowego) oraz słupkami obciążenia występującymi rzadziej, ale o dłuższym czasie trwania i o tępych wierzchołkach.

W niniejszej pracy interesują nas nie obciążenia całej podstacji, lecz przebieg obciążeń zespołów prostownikowych, który będzie miał ten sam charakter zmienności tylko wówczas, gdy przez całą dobę czynna jest jednakowa liczba zespołów. W praktyce dąży się do dostosowania liczby zespołów czynnych do zmian poziomu obciążenia, utrzymując w ruchu np. 1 i 2 lub 2 i 3 zespoły. Wówczas stosunek obciążeń zespołu w godzinach szczytowych do pozaszczytowych jest zupełnie inny, niż w przebiegu obciążeń podstacji. Może się nawet często zdarzać, że zespoły pracujące w godzinach mniejszego ruchu będą w i ę c e j o b c i ą ż o n e niż w godzinach szczytowych.

3. Nagrzewanie się części transformatora przy zmiennym obciążeniu.

Przebieg zjawiska nagrzewania się części transformatora może być w przybliżeniu porównywany z nagrzewaniem się ciała jednorodnego, odbywającym się według znanej zależności

$$\tau_t = \tau_u - (\tau_u - \tau_o) \cdot e^{-\frac{t}{T}},$$

gdzie τ_t — przyrost temperatury ciała ponad temperaturę otoczenia w chwili t;

τ_o — przyrost początkowy, kiedy $t = 0$;

τ_u — przyrost ustalony po $t = \infty$;

T — stała czasu nagrzewania;

poza tym mamy zależności:

$$\tau_u = \frac{\Delta P}{S \cdot \alpha} \quad \text{i} \quad T = \frac{c \cdot G}{S \cdot \alpha} = \frac{c \cdot G \cdot \tau_u}{\Delta P},$$

gdzie ΔP — straty powodujące przyrost (ΔP = const);

S — powierzchnia pośrednicząca w oddawaniu ciepła do otoczenia (m^2);

α — współczynnik oddawania ciepła z powierzchni (Ws/m^2, ^0C);

G — ciężar ciała (kG);

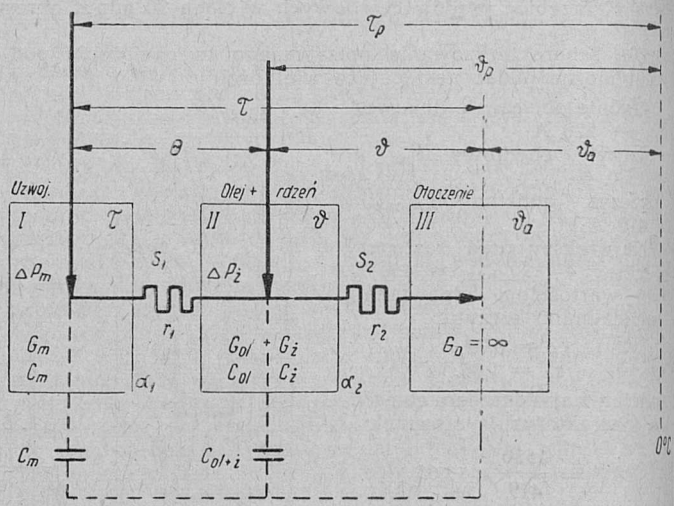
c — ciepło właściwe ($Ws/kG\ ^0C$).

Podane zależności są słuszne, gdy oddawanie ciepła jest proporcjonalne do różnicy temperatur i gdy wszystkie punkty ciała w każdej chwili mają tę samą temperaturę (nieskończenie wielka przewodność cieplna), a ponadto gdy ΔP, α, c są stałe, niezależnie od temperatury ciała lub innych ubocznych przyczyn.

Warunki nagrzewania się i chłodzenia transformatora znacznie odbiegają od idealnych warunków w przypadku ciała jednorodnego.

Przede wszystkim transformator składa się z kilku części (miedź uzwojenia, izolacja, żelazo rdzenia, olej, kadź) o różnych wartościach ciepła właściwego c. Wskutek ograniczonej i różnej przewodności w wymianie ciepła pomiędzy częściami transformatora temperatury w poszczególnych punktach znacznie różnią się między sobą, tak w okresie przejściowym, jak i w stanie ustalonym. Dlatego zależności wyprowadzone teoretycznie można stosować pod warunkiem sprawdzenia na drodze doświadczalnej, że obliczenia dają wyniki dostatecznie zbliżone do rzeczywistości.

Wymiana ciepła strat w miedzi (ΔP_m) pomiędzy uzwojeniem i olejem odbywa się na drodze przewodzenia i konwekcji, przy czym ten drugi czynnik gra specjalnie dużą rolę dzięki krążeniu oleju, wymuszonemu przez różnicę temperatur. Oddawanie ciepła całkowitych strat ($\Delta P_ż + \Delta P_m$) otoczeniu odbywa się na całej powierzchni przez przewodzenie, promieniowanie i konwekcję. Ten ostatni czynnik gra największą rolę, zwłaszcza przy sztucznym chłodzeniu.



Rys. 6. Schemat wymiany ciepła w transformatorze

Stosując uproszczenia, których dopuszczalność została sprawdzona w badaniach znanych z literatury [16], możemy wyobrazić sobie transformator jako układ dwu ciał jednorodnych, z których drugie ciało pośredniczy w oddawaniu ciepła do ciała trzeciego, którym jest otoczenie. Przebiegają wówczas równocześnie dwa procesy — nagrzewanie się lub chłodzenie u z w o j e n i a w s t o s u n k u d o o l e j u pod wpływem strat w miedzi oraz o l e j u w r a z z r d z e n i e m i k a d z i ą w s t o s u n k u d o m a s y o t a c z a j ą c e g o p o w i e t r z a — pod wpływem łącznych strat w żelazie i miedzi [16, 17]. Możemy zatem przedstawić transformator jako złożony układ według schematu podanego na rys. 6.

Jak widać ciepło strat w miedzi ΔP_m przechodzi do oleju przez oporność cieplną

$$r_1 = \frac{\Theta_u}{\Delta P_m} = \frac{1}{S_1 \alpha_1},$$

przy czym przed ustaleniem się różnicy temperatur Θ część ciepła idzie na podniesienie temperatury uzwojenia o pojemności cieplnej $C_m = G_m \cdot c_m$.

Ciepło łącznych strat $\Delta P + \Delta P_m$ przechodzi z oleju do otoczenia przez oporność cieplną

$$r_2 = \frac{\vartheta_u}{\Delta P_ż + \Delta P_m} = \frac{1}{S_2 \cdot \alpha_2}.$$

W stanie nieustalonym część ciepła idzie na podniesienie temperatury oleju i żelaza o pojemności cieplnej

$$C_{ol+ż} = G_{ol} \cdot c_{ol} + G_ż \cdot c_ż.$$

Stosując te same oznaczenia temperatur, co na rys. 6, możemy napisać dla chwili t:

$$\tau_t = \vartheta_t + \Theta_t,$$

a po ustaleniu się temperatury ($t = \infty$)

$$\tau_u = \vartheta_u + \Theta_u.$$

Wobec ograniczonej pojemności cieplnej ciała pośredniczącego w wymianie (olej + rdzeń) oraz wpływu drugiego źródła

ciepła (straty w żelazie), przyrosty temperatur $\vartheta_t = f(t)$ oraz $\Theta_t = f(t)$ odbiegają dla prostych zależności wykładniczych, które podano wyżej dla ciała jednorodnego w ośrodku o nieograniczonej pojemności. Ponieważ jednak w transformatorach prostownikowych trakcyjnych pojemność cieplna oleju, rdzenia i izolacji bardzo znacznie przewyższa pojemność cieplną miedzi uzwojenia, można założyć, że te odchylenia nie są zbyt wielkie. Tylko w transformatorach ze sztucznym chłodzeniem i małą zawartością oleju nie można stosować tego uproszczenia. Rozważania teoretyczne i przeprowadzone pomiary [16] potwierdzają tę możliwość, zwłaszcza jeżeli pominiemy okres na początku pracy transformatora, ograniczając się do przebiegów, w ciągu których temperatura oleju nie waha się w szerokich granicach.

Traktując zatem niezależnie nagrzewanie się uzwojeń w stosunku do oleju i oleju w stosunku do otoczenia, możemy napisać dla przebiegu przy ustalonych stratach w miedzi ΔP_m, którym odpowiada ustalona wartość Θ_u i ustalonych stratach całkowitych $\Delta P = \Delta P_m + \Delta P_{\dot{z}}$, z którymi wiąże się wysokość ustalonego przyrostu temperatury oleju ϑ_u:

$$\vartheta_t = \vartheta_u - (\vartheta_u - \vartheta_o) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}},$$

$$\Theta_t = \Theta_u - (\Theta_u - \Theta_o) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}}.$$

ϑ_o i Θ_o są to przyrosty na początku rachuby czasu ($t = 0$), a T_1 i T_2 są to niezależne od siebie stałe czasu nagrzewania się uzwojeń w stosunku do oleju i oleju w stosunku do otoczenia, odpowiadające danym warunkom chłodzenia niezależnym od temperatury ($r_1 = \text{const}$, $r_2 = \text{const}$).

Szukany przyrost temperatury uzwojenia w stosunku do otoczenia, znajdujemy przez dodanie obu składników:

$$\tau_t = \vartheta_t + \Theta_t$$

Wzory powyższe dają możność znajdowania przebiegu temperatury przy każdej wartości stałego obciążenia, dla którego znamy przyrosty ustalone ϑ_u i Θ_u. Dla obliczenia przebiegu przy zmiennym obciążeniu trzeba byłoby dzielić ją na takie krótkie okresy, w ciągu których obciążenie mogłoby być przyjmowane za stałe. Do obliczeń potrzebna jest zatem znajomość zależności przyrostów ustalonych od obciążenia $\vartheta_u = f(I)$ i $\Theta_u = f(I)$, oraz stałych czasu nagrzewania uzwojeń T_1 i oleju w transformatorze T_2.

Dokładne obliczenie temperatur ustalonych ϑ_u i Θ_u oraz stałych czasu T_1 i T_2 tylko na podstawie danych konstrukcyjnych transformatora jest praktycznie niemożliwe. Te wielkości muszą być wobec tego określane drogą pomiarów w ściśle ustalonych i znanych warunkach.

Jak wiadomo, podczas pracy transformatora można bezpośrednio mierzyć tylko temperaturę w górnej warstwie oleju, która jest najwyższa. Orientacyjnie przyrost temperatury w tym miejscu wynosi przy ciągłym prądzie znamionowym I_n

$$\vartheta_{un\,max} = 40 \div 60^oC.$$

Do obliczeń potrzebna jest wartość średnia (na średniej wysokości cewek), którą obliczamy przy pomocy współczynnika ocenianego na podstawie doświadczenia $k = 0{,}6 \div 0{,}8$; stąd przyrost ustalony średni, który będziemy mieli zawsze na myśli, mówiąc w dalszym ciągu pracy o przyroście temperatury oleju, będzie

$$\vartheta_{un} = k \cdot \vartheta_{un\,max} = 24 \div 48^oC.$$

Przyrost temperatury uzwojeń mierzony metodą oporową przy obciążeniu znamionowym waha się według przepisów różnych krajów od 55 do 70°C. Tutaj przyjmujemy $\tau_{un} = 60^oC$. Wobec tego różnica średnich przyrostów uzwojeń i oleju wynosi:

$$\Theta_{un} = \tau_{un} - \vartheta_{un} = 12 \div 36^oC.$$

Stałe czasu znajdowane są z krzywych przebiegu nagrzewania się lub stygnięcia wykonanych transformatorów. Dla transformatorów o napięciu 15 i 30 kV prądu zmiennego, zasilających prostownik o mocy 750 — 3000 kW, na napięcie 800 — 3300 V prądu stałego, wykonanych z olejowym chłodzeniem naturalnym można orientacyjnie przyjmować:

stała czasu nagrzewania uzwojeń $T_1 = 4 \div 10$ min.,
" " " oleju $T_2 = 3 \div 4$ godz.

Przy wyższych napięciach prawdopodobnie stałe czasu są większe.

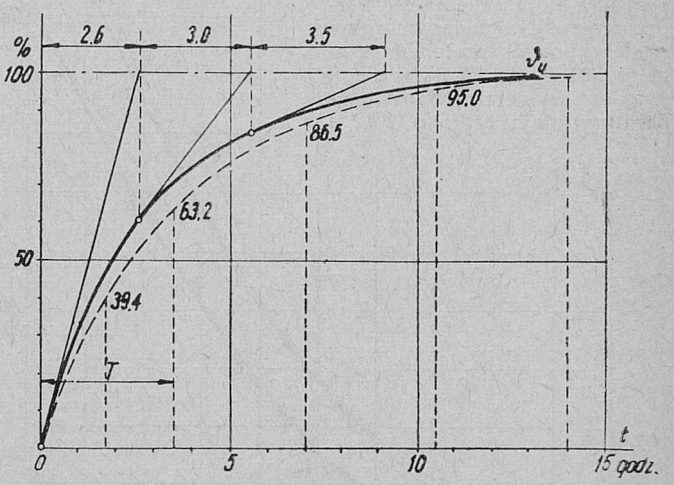
Dotychczas nie omawiano zmian warunków wewnętrznych wytwarzania i wymiany ciepła w transformatorze, które razem ze złożonością układu (rys. 6) powodują odchylenia przebiegu nagrzewania od krzywej teoretycznej. Na rys. 7 pokazano wykres wzrostu temperatury oleju przy stałym obciążeniu I_n w postaci tzw. „krzywej wzorcowej nagrzewania się" transformatora o stałej czasu $T_1 = 3{,}5$ godz.:

$$\frac{\vartheta}{\vartheta_u} = f(t).$$

Linią przerywaną pokazano dla porównania teoretyczną krzywą przebiegu

$$\frac{\vartheta}{\vartheta_u} = 1 - e^{-\frac{t}{T}}$$

dla $T = 3{,}5$ godz.

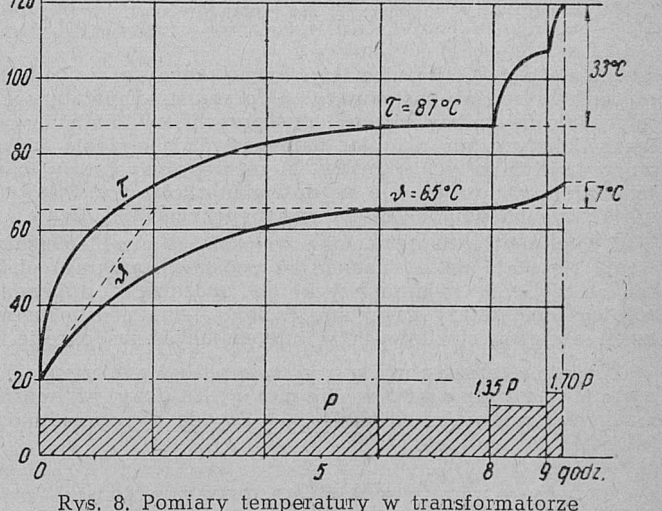


Rys. 7. Krzywa wzorcowa nagrzewania się transformatora o $T_2 = 3{,}5$ h

Jak widać przyrost temperatury teoretycznie powinien osiągnąć:

przy $t =$	0,5 T	T	2 T	3 T	4 T	
	39,4%	63,2%	86,5%	95,0%	98,2%	itd.

Tutaj rzeczywisty przyrost temperatury przebiega wyżej, jakby stała czasu zmieniała się od 2,6 godz. do 3,5 godz.

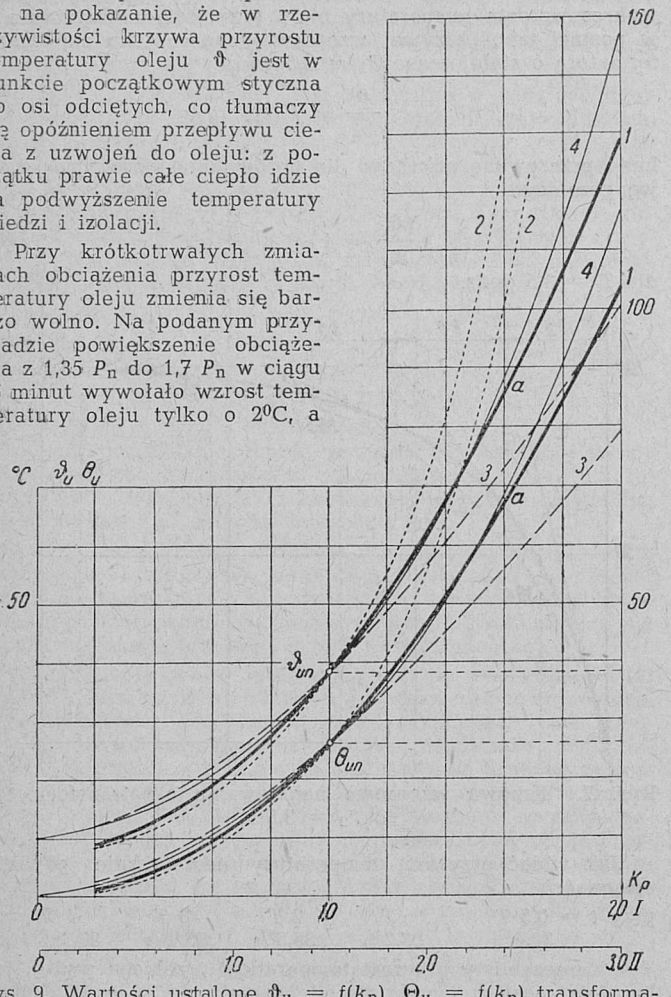


Rys. 8. Pomiary temperatury w transformatorze
ϑ — termometrem w górnej warstwie
Θ — wskaźnikiem wbudowanym w uzwojeniu

Na rys. 8 pokazano przebieg nagrzewania się oleju i uzwojeń otrzymany przy pomocy pomiarów bezpośrednich: oleju termometrem w górnej warstwie oleju, uzwojeń — przy pomocy wskaźnika wbudowanego. Pozwala to porównać szybkości zachodzenia zmian w oleju i transformatorze. Obciążenie utrzymuje się z początku stałe, równe mocy znamionowej P_n w ciągu 8 godz, potem $1{,}35P_n$ przez 1 godzinę, wreszcie $1{,}70P_n$ przez 15 minut. Ustalone wartości wynoszą: $\vartheta_u = 45^oC$, $\Theta_u =$

= 22°C, τ_u = 67°C. Na początku obciążenia widać bardzo szybki wzrost różnicy temperatur Θ_u, wynikający z małej wartości stałej czasu uzwojenia (orientacyjnie $T_1 = 10 \div 15$ min). Mała skala rysunku nie pozwala na pokazanie, że w rzeczywistości krzywa przyrostu temperatury oleju ϑ jest w punkcie początkowym styczna do osi odciętych, co tłumaczy się opóźnieniem przepływu ciepła z uzwojeń do oleju: z początku prawie całe ciepło idzie na podwyższenie temperatury miedzi i izolacji.

Przy krótkotrwałych zmianach obciążenia przyrost temperatury oleju zmienia się bardzo wolno. Na podanym przykładzie powiększenie obciążenia z 1,35 P_n do 1,7 P_n w ciągu 15 minut wywołało wzrost temperatury oleju tylko o 2°C, a



Rys. 9. Wartości ustalone $\vartheta_u = f(k_p)$, $\Theta_u = f(k_p)$ transformatora zespołu o mocy 2000 kW z przeciążalnością 50% — 2 godz., 200% — 5 min.

1, 1 — przy R, r_1, i r_2 = const *3, 3* — przy R = const, $r_1 = f(\vartheta)$, $r_2 = f(\vartheta$
2, 2 — przy r_1 i r_2 = const, $R = f(\tau)$ *4, 4* — przy $R = f(t)$, $r_1 = f(\vartheta)$, $r_2 = f(\vartheta$

uzwojenia o 11°C. Różnice te w zachowaniu się oleju można objaśnić w sposób następujący: a) przyrost temperatury oleju reaguje na zmiany wartości zastępczych (P_e) 15-minutowych lub godzinnych, nie reagując natomiast na obciążenia chwilowe w każdym z tych okresów; b) różnica temperatury uzwojeń i oleju Θ dostosowuje się do zmian obciążeń chwilowych, niezależnie od długofalowych wahań poziomu obciążenia.

Z tego spostrzeżenia wynika wniosek, że przebieg nagrzewania się oleju należy ustalać na podstawie wykresu obciążeń zastępczych 15-minutowych lub godzinnych, a przebieg różnicy temperatury uzwojenia i oleju — na podstawie wykresu obciążeń chwilowych w interesującym nas okresie.

Zbadajmy teraz zmiany wartości ustalonych przyrostów temperatury w transformatorze w zależności od obciążenia. Z podanej poprzednio zależności teoretycznej

$$\Theta_u = \frac{\Delta P_m}{S_1 \cdot \alpha_1} = \Delta P_m \cdot r_1 \text{ przy } r_1 = \text{const}$$

wynika, że ustalona różnica temperatury uzwojenia i oleju jest proporcjonalna do strat w miedzi. Oznaczmy stosunek dowolnego obciążenia P do obciążenia znamionowego P_n przez k_p. Wówczas przy niezmiennej oporności uzwojenia R = const znajdziemy wzór dla dowolnej ustalonej różnicy temperatury uzwojenia i oleju w zależności od różnicy odpowiadającej obciążeniu znamionowemu:

$$\Theta_u = \Theta_{un} \left(\frac{P}{P_n}\right)^2 = \Theta_{un} \cdot (k_p)^2.$$

Ustalony przyrost temperatury oleju wyrażony teoretycznym wzorem

$$\vartheta_u = \frac{\Delta P_m + \Delta P_{\dot{z}}}{S_2 \alpha_2} = (\Delta P_m + \Delta P_{\dot{z}})\, r_2$$

wskazuje, że przy niezmiennych warunkach chłodzenia (r_2 = const) przyrost ten jest proporcjonalny do sumy strat. Oznaczmy stosunek strat w warunkach znamionowych $\Delta P_m : \Delta P_{\dot{z}} = a$ i załóżmy stałą oporność uzwojeń, wówczas

$$\vartheta_u = \vartheta_{un} \frac{1 + a k_p^2}{1 + a}.$$

Podane wzory na $\Theta_u = f(k_p)$ i $\vartheta_u = f(k_p)$ umożliwiają znalezienie przyrostów ustalonych temperatury dla wszelkich obciążeń, jeżeli znane są przyrosty w warunkach pracy znamionowej Θ_{un} i ϑ_{un} i jeżeli uznamy za niezmienne warunki chłodzenia i oporność uzwojeń.

W rzeczywistości zmiana oporności uzwojeń w zależności od temperatury wywiera wyraźny wpływ na nagrzewanie się części transformatora. Szczególnie przy znacznych przeciążeniach (k_p) wpływ ten jest duży i nie można go pominąć bez bliższego omówienia.

Zakładając jednakowe nagrzewanie się uzwojeń pierwotnych i wtórnych transformatora, co mniej więcej odpowiada rzeczywistości, łatwo możemy znaleźć stosunek oporności przy dowolnej temperaturze ustalonej do oporności ustalonej w warunkach znamionowych:

$$\frac{R_u}{R_{un}} = L = \frac{235 + \vartheta_a + \tau_u}{235 + \vartheta_a + \tau_{un}};$$

wówczas przyrost temperatury uzwojeń musi odpowiadać równaniu:

$$\tau_u = \vartheta_u + \Theta_u = \vartheta_{un} \frac{1 + L\, a\, k_p^2}{1 + a} + \Theta_{un} \cdot L \cdot k_p^2.$$

Rozwiązując ten układ równań znajdziemy przyrosty temperatur, odpowiadające stopniowi przeciążenia k_p i uwzględniające wzrost oporności uzwojeń.

Przy dużych wahaniach obciążenia szczyty chwilowe trwają zbyt krótko, aby spowodować większe odchylenia się temperatury oleju od wartości średniej w danym okresie pracy (rys. 8). Dlatego przy określaniu średniego przyrostu temperatury oleju w pewnym okresie obciążenia można nie uwzględniać zmian oporności, popełniając przez to niewielki błąd, wobec przeciętnie nieznacznych przeciążeń średnich w stosunku do wartości znamionowych. Natomiast różnicę temperatury uzwojeń w stosunku do oleju przy znacznych przeciążeniach chwilowych trzeba określać z wzięciem pod uwagę tego czynnika.

W przeciwnym kierunku działa polepszenie się skuteczności chłodzenia w miarę wzrostu obciążenia. Sprawa ta była przedmiotem licznych badań, których wynikiem są empiryczne wzory podawane w literaturze [6, 7, 15, 16, 21, 13, 9]. Wpływ powyższy tłumaczy się tym, że zwiększenie się różnicy temperatur pomiędzy uzwojeniem i olejem potęguje cyrkulację oleju, a więc ułatwia oddawanie ciepła. Badania wykazały, że ustalona różnica Θ_u, proporcjonalna przy r_1 = const do pierwszej potęgi strat w miedzi, zmienia się przy polepszeniu intensywności chłodzenia w potędze o wykładniku mniejszym od jedności.

Wartość tego wykładnika zmienia się w zależności od ustawienia chłodzonych elementów cewek w stosunku do przepływu strumienia oleju oraz od współczynnika przeciążenia k_p. Na ogół podawane w literaturze dane są dosyć zgodne (0,7÷0,9), wydaje się zatem rzeczą słuszną przyjąć dla naszych celów najczęściej spotykany wykładnik 0,8. Wówczas wzór na ustaloną różnicę temperatur przybierze postać:

$$\Theta_u = \Theta_{un} \left(\frac{\Delta P_m}{\Delta P_{mn}}\right)^{0,8} = \Theta_{un} \left(\frac{P}{P_n}\right)^{1,6} = \Theta_{un} \cdot k_p^{1,6}.$$

W miarę podnoszenia się temperatury oleju zwiększa się również intensywność chłodzenia transformatora, skutkiem czego ustalony przyrost temperatury oleju, proporcjonalny przy r_1 = const do strat całkowitych w pierwszej potędze, zmienia się rzeczywiście w potędze mniejszej od jedności. Wykładnik potęgi zależy od konstrukcji chłodnic. Podane w wykazie źródła stosują przeważnie przy transformatorach z chłodzeniem olejowym naturalnym wykładnik 0,8, który wobec tego przyjęto również w tej pracy.

Ostatecznie zatem dla ustalonego przyrostu temperatury oleju przy dowolnym obciążeniu mamy wzór:

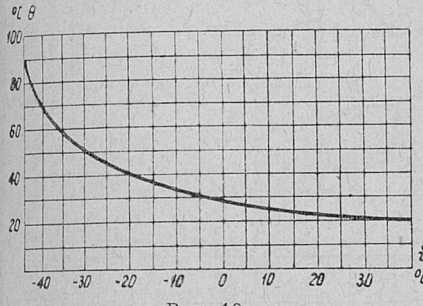
$$\vartheta_u = \vartheta_{un} \left(\frac{1 + a\, k_p^2}{1 + a} \right)^{0,8}.$$

Dla jednoczesnego uzwzględnienia wpływu wzrostu oporności i zwiększającej się intensywności chłodzenia mamy układ równań:

$$L_u = \frac{235 + \vartheta_a + \tau_u}{235 + \vartheta_a + \tau_{un}},$$

$$\tau = \vartheta_{un} \left(\frac{1 + L\, a\, k_p^2}{1 + a} \right)^{0,8} + \Theta_{un} (L\, k_p^2)^{0,8}.$$

Skuteczność chłodzenia uzwojeń transformatora zależy w znacznym stopniu od lepkości oleju, która zmienia się w zależności od jego temperatury. Jeżeli przyjmiemy przyrost temperatury oleju ϑ podczas pracy 30°C, to przy wahaniach średniej temperatury otoczenia ϑ_a od —20 do + 30°C temperatura oleju $\vartheta_p = \vartheta_a + \vartheta$ zmienia się od 10 do 60°C. W tych granicach lepkość zmienia się od 0,5 do 0,1°E [7] lub 0,6 do 0,15°E [15]. Zmniejszanie się lepkości przy wzroście temperatury bardzo polepsza skuteczność oddawania ciepła przez uzwojenie, przyczyniając się do obniżenia różnicy temperatury uzwojeń w stosunku do oleju Θ. Jak widać ten wpływ zależny nie tylko od nagrzania wywołanego obciążeniem transformatora, lecz również zmianami temperatury otoczenia. W obu przypadkach przeciwdziała on wpływowi zmian oporności uzwojeń wywoływanych przez temperaturę. Na rys. 10 podano wykres zależności ustalonej różnicy temperatury uzwojeń w stosunku do oleju Θ_{un} przy obciążeniu znamionowym w funkcji temperatury ϑ_a otaczającego powietrza, przy uwzględnieniu lepkości oleju [7]. W granicach wahań temperatury w ciągu roku od — 20°C do + 30°C Θ_{un} zmienia się od 40° do 20°C. Specjalnie niekorzystnie odbija się wpływ zmian lepkości przy bardzo niskich temperaturach. W warunkach naszego kraju można liczyć, że wpływ lepkości i odwrotnie działający wpływ zmian oporności wzajemnie się kompensują.



Rys. 10

W warunkach nieustalonych zwiększenie się różnicy temperatury pomiędzy uzwojeniem i olejem Θ wywołuje wzrost intensywności chłodzenia (r_1 malejące), powodując zmniejszanie się stałej czasu uzwojeń T_1. Zmiany te będą następowały bez większych opóźnień w stosunku do chwilowych zmian obciążenia. Krzywa $\Theta = f(t)$ dla stałego obciążenia będzie biegła wyżej od krzywej teoretycznej odpowiadającej niezmiennym warunkom chłodzenia.

Zmniejszanie się lepkości wraz z temperaturą oleju powoduje również, dzięki powiększaniu intensywności chłodzenia, zmniejszanie stałej czasu uzwojenia T_1. Wpływ ten jednak uwidacznia się powoli, w miarę wzrostu temperatury oleju w kadzi transformatora. Zmiany te zatem są związane nie bezpośrednio z przebiegiem obciążeń chwilowych, lecz z wartościami zastępczymi w dłuższych okresach (np. 15-minutowych). Stała czasu nagrzewania się oleju T_2 zmniejsza się również przy zmniejszaniu się lepkości oleju przy wzroście jego temperatury.

Powiększanie się oporności uzwojeń w zależności od ich temperatury powoduje zniekształcenie krzywej teoretycznej, odpowiadające powiększaniu się stałej czasu uzwojenia T_1. Zmiany te jednak są mniej wyraźne, niż wywołane przez zmiany warunków chłodzenia.

Do dalszych obliczeń należy znać zależności $\vartheta_u = f(P)$ i $\Theta_u = f(P)$. Uwzględnienie wszystkich wchodzących w grę czynników przy obliczaniu ustalonych przyrostów temperatury nasuwa ogromne trudności. Dla orientacji należy porównać ze sobą przebieg krzywych obliczonych z uwzględnieniem wpływu każdego czynnika oddzielnie. Krzywe podane na rys. 9 obliczono dla transformatora zespołu prostownikowego o mocy 2000 kW i przeciążalności o 50% przez 2 godz. i o 200% przez 5 minut. Wobec znacznej przeciążalności krótkotrwałej transformator może pracować z mocą ciągłą równą 150% mocy znamionowej zespołu; dlatego przyjęto dla wykresu $P_n = 3000$ kW; przy tej mocy przyrost temperatury oleju $\vartheta_{un} = 38°C$, a różnica temperatury uzwojenia i oleju $\Theta_{un} = 26°C$.

Krzywe *1—1* odpowiadają warunkom, przy których nie zmienia się ani oporność, ani intensywność chłodzenia. Krzywe *2—2* przedstawiają przyrosty ustalone temperatur przy stałych warunkach chłodzenia (r_1 = const, r_2 = const), ale przy oporności wzrastającej wraz z temperaturą. Jak widać, przyrosty te osiągają znaczne wielkości już przy niewielkich przeciążeniach. Trzeba jednak zwrócić uwagę, że przyrosty temperatury oleju ustalają się bardzo wolno, zatem praktycznie do tak wielkich temperatur oleju nigdy nie może dojść. Temperatura uzwojeń, składająca się z szybko rosnącej różnicy temperatur Θ i wolno rosnącego przyrostu ϑ, praktycznie nie może również osiągnąć stanu ustalonego. Zmniejsza to z kolei oporność uzwojenia, skutkiem czego ustalająca się szybko (przy małym T_1) różnica Θ przy dopuszczalnych długotrwałych przeciążeniach byłaby znacznie niższa od pokazanej na wykresie. W ten sposób dochodzimy do wniosku, że krzywe *2—2* nie odpowiadałyby rzeczywistości, nawet w przypadku braku czynnika polepszających się warunków chłodzenia.

Krzywe *3—3* przedstawiają ustalone przyrosty temperatur pod wyłącznym wpływem rosnącej wraz z obciążeniem intensywności chłodzenia, przy R = const. Jak widać krzywe te przebiegają najniżej.

Krzywe *4—4* obliczone zostały przy pomocy ostatnio podanego układu równań, które dla poszczególnych punktów krzywych rozwiązywano drogą wykreślną, jako punkty przecięcia się krzywych $\tau_u = f_1(L)$ i $\tau_u = f_2(L)$, otrzymywanych przez podstawienie kilku wartości L. Dzięki przeciwdziałającym sobie czynnikom wzrostu oporności i polepszonego chłodzenia, otrzymano tutaj znacznie niższe wartości niż przy *2—2*.

Na podstawie analogicznego rozumowania jak poprzednio można powiedzieć, że przy dopuszczalnym czasie trwania przeciążeń długotrwałych ustalone wartości różnicy temperatury oleju i uzwojeń Θ_u będą jeszcze niższe.

Z powyższych rozumowań zdaje się wynikać, że w warunkach zmiennych obciążeń, przy których daleko jest do ustalenia temperatury oleju odpowiadającej największym przeciążeniom, można w obliczeniach wartości ustalonych ϑ_u, Θ pomijać wpływ obu czynników, tj. zmian oporności uzwojeń i warunków chłodzenia. Należałoby wówczas korzystać ze wzorów:

$$\Theta_u = \Theta_{un} \cdot k_p^2 \quad \text{i} \quad \vartheta_u = \vartheta_{un} \cdot \frac{1 + a\, k_p^2}{1 + a},$$

którym odpowiadają krzywe *1—1*. Do obliczenia przebiegów temperatury można korzystać z wzorów teoretycznych ze stałymi czasu T_1 i T_2, znalezionymi praktycznie dla warunków znamionowych.

Do obliczania ustalonych przyrostów temperatur przy niezbyt wielkich przeciążeniach (np. $k_p = 1{,}5$) podawane są zwykle w literaturze, dotyczącej tego przedmiotu, wzory uwzględniające tylko wpływ zmian warunków chłodzenia przy stałej oporności uzwojeń [6, 7]. Dla prób obciążenia metodą zastępczą stosuje się często wzory oparte na tej samej zasadzie [13] do obliczania przyrostów temperatury przy zmienionych stratach. Jednakże dla zmiennych obciążeń jeden z autorów [14] dopuszcza, a nawet zaleca, celowe pomijanie obu czynników, jak to wynika również z podanego w niniejszej pracy rozumowania.

4. Metoda obliczania przebiegu nagrzewania się oleju i uzwojeń.

Zmienne obciążenie, przy którym mamy obliczyć przebieg obciążenia podany jest zwykle w formie całodziennego przebiegu obciążeń zastępczych (P_e) 15-minutowych lub godzinnych oraz przebiegów obciążeń chwilowych $P = f(t)$ w interesujących nas okresach, np. 1 godziny w końcu okresu szczytowego i 1 godziny poza szczytem.

Poza tym do obliczeń potrzebne są otrzymane drogą pomiarów ustalony przyrost temperatury oleju ϑ_{un} i ustalona różnica temperatury uzwojenia i oleju Θ_{un}, jak również stałe czasu T_1 i T_2 zmierzone w stanie nagrzania oleju, najlepiej odpowiadające warunkom znamionowym.

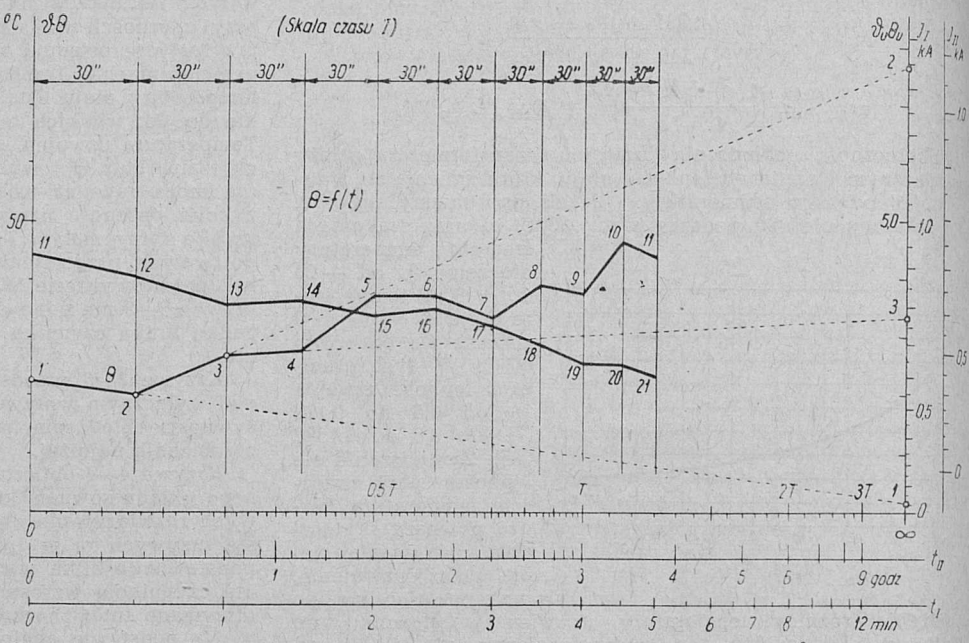
Przy obliczeniach przyjmujemy zasadę niezależności przebiegu nagrzania uzwojeń w stosunku do oleju i nagrzania oleju w stosunku do powietrza. Przy obliczaniu nagrzania oleju zasada ta nie nasuwa większych wątpliwości, bo nie zależy nam na dokładności w początkowej fazie nagrzania. Jeżeli

ponadto obliczenie przyrostów temperatury uzwojeń ograniczymy do okresu przy wyrównanej już mniej więcej temperaturze oleju (odpowiadającej średnim wartościom obciążenia), to również zasadę niezależności należy uznać za dostatecznie uzasadnioną.

Z wymienionych w podanej literaturze metod [9, 8, 12] wybrano metodę F. Wolfa, opisaną w artykule St. Bladowskiego [12], którą następnie przystosowano do potrzeb omawianych obliczeń. Praktyka wykazała, że technika wykonywania przy jej pomocy wykresów $\vartheta = f(t)$, $\Theta = f(t)$ i $\tau = \vartheta + \Theta$ jest prosta i szybka. Porównania jej z innymi metodami nie dokonano.

Metoda F. Wolfa jest oparta na zamianie wykresu $\tau = \tau_u\left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right)$ przy skalach równomiernych na wykres przebiegu nagrzania w nierównomiernej skali czasu, obliczonej ze wzoru $z = 1 - e^{-\frac{t}{T}}$. Przy tej skali czasu krzywa nagrzania, jak wiadomo, zamienia się przy obciążeniu stałym w linię prostą, biegnącą od dowolnego obranego punktu $\tau_{a1} = f(t_1)$ do temperatury ustalonej τ_{au} na osi $t = \infty$, odpowiadającej danemu obciążeniu P_a.

Skalę czasu do tych obliczeń przygotowuje się w sposób pokazany na rys. 11. Praktyka pokazała, że najlepiej jest odcinek O—T podzielić na 60 działek, przez co ułatwia się podporządkowanie tej skali dowolnym stałym czasu. Np. jeżeli przy obliczeniach przebiegu nagrzania oleju przyjąć trzeba stałą czasu $T_2 = 3$ godz, wówczas i działka odpowiada 3 minutom.

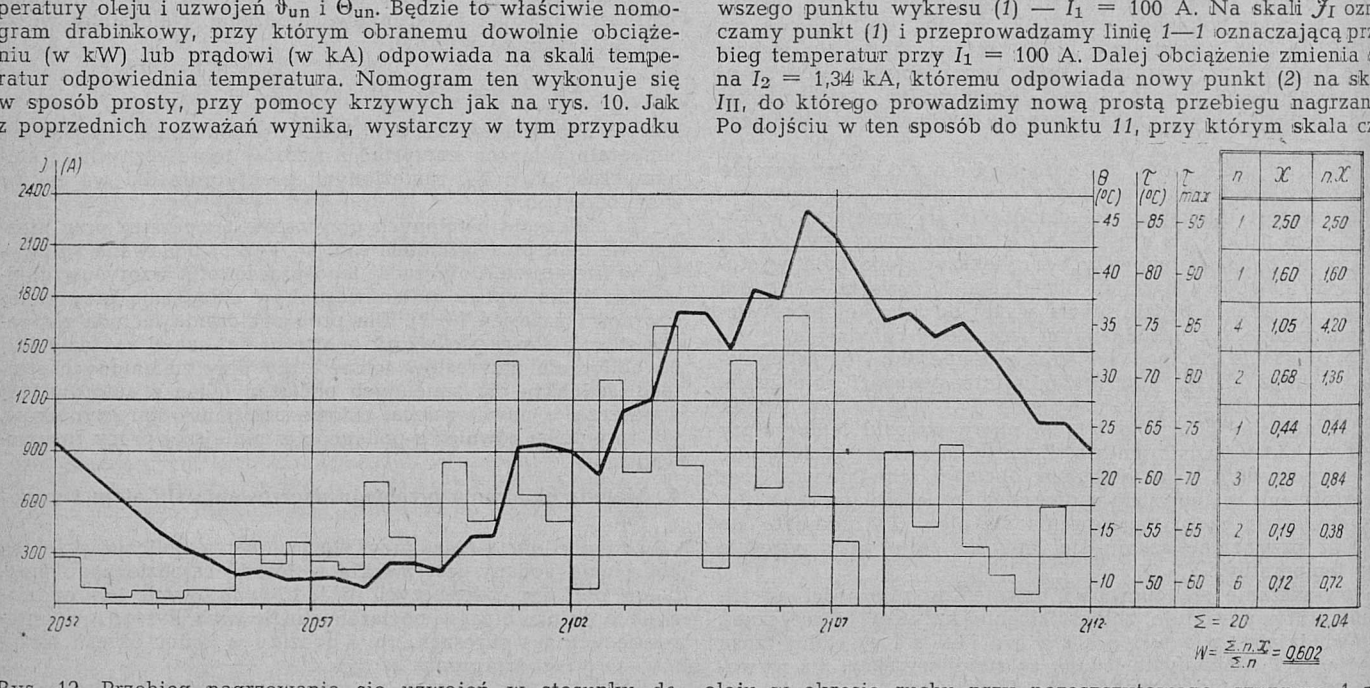


Rys. 11. Wykreślna metoda obliczania przyrostów temperatury oleju (ϑ) i uzwojeń w stosunku do oleju (Θ)

Następną czynnością jest wyznaczenie na osi pionowej odpowiadającej $t = \infty$ skali prądów, odpowiadających równomiernej — dowolnie obranej — skali przyrostów ustalonych temperatury oleju i uzwojeń ϑ_{un} i Θ_{un}. Będzie to właściwie nomogram drabinkowy, przy którym obranemu dowolnie obciążeniu (w kW) lub prądowi (w kA) odpowiada na skali temperatur odpowiednia temperatura. Nomogram ten wykonuje się w sposób prosty, przy pomocy krzywych jak na rys. 10. Jak z poprzednich rozważań wynika, wystarczy w tym przypadku wziąć krzywe *1—1*, nie uwzględniając ani zmian oporności, ani zmian skuteczności chłodzenia. Oczywiście, nie jest to związane z istotą metody i jeżeli późniejsze badania wykażą celowość przyjęcia innych przebiegów krzywych $\vartheta_u = f(P)$ i $\Theta_u = f(P)$, to można je będzie zastosować.

Przyjęte za podstawę obliczeń wykresy obciążeń dzielimy na odcinki po Δt min, dla których znajdujemy z wykresu stałe obciążenia. Im częstsze są zmiany obciążenia na wykresie i im mniejsza stała czasu T, tym krótsze musimy przyjmować odcinki Δt. W pewnych przypadkach może być korzystniejsze przyjmowanie nierównych odcinków czasu. Dalsze postępowanie wyjaśnimy na przykładzie.

Obliczmy różnicę temperatur uzwojenia w stosunku do oleju Θ przy założeniu $\Theta_u = f(I)$, podanej na skali I_1 na rys. 11, przy stałej czasu nagrzania uzwojeń $T_1 = 4$ min, której odpowiada na rysunku skala czasu t_1. Jako temperaturę wyjściową obieramy temperaturę odpowiadającą zastępczemu prądowi obciążenia ($I_e = 0{,}61$ kA, $\Theta_u = 22^0$C). Na wykresie $I = f(t)$ podanym na rys. 12 odczytujemy wielkość prądu dla pierwszego punktu wykresu (*1*) — $I_1 = 100$ A. Na skali J_I oznaczamy punkt (*1*) i przeprowadzamy linię *1—1* oznaczającą przebieg temperatur przy $I_1 = 100$ A. Dalej obciążenie zmienia się na $I_2 = 1{,}34$ kA, któremu odpowiada nowy punkt (*2*) na skali I_{II}, do którego prowadzimy nową prostą przebiegu nagrzania. Po dojściu w ten sposób do punktu *11*, przy którym skala czasu staje się bardzo zagęszczona, wracamy do początku skali i kreślimy dalszy odcinek przebiegu *11—21*.



Rys. 12. Przebieg nagrzewania się uzwojeń w stosunku do oleju w okresie ruchu przy pozaszczytowego czynnym 1 zespole

Znajdowanie przebiegu przyrostu temperatury oleju musimy wykonywać na podstawie wykresu prądów zastępczych $I_e = f(t)$, obierając okresy czasu $\Delta t = 15$ min. Dla obliczenia miarodajnych prądów zastępczych należałoby uwzględnić okoliczność, że straty cieplne wywołujące nagrze-

wanie się oleju są proporcjonalne nie do kwadratu współczynnika przeciążalności $(k_p)^2$, lecz do wyrażenia

$$\frac{1 + ak_p^2}{1 + a}.$$

Wobec dość dużego stosunku strat w miedzi do strat w żelazie (np. $a = 4$) prądy zastępcze obliczone jako zwyczajne średnie kwadratowe są trochę tylko za duże. W razie potrzeby większej dokładności można znajdować obciążenia zastępcze według prawidłowego wzoru, co nie nastręcza trudności.

Jak widać, wykonywanie wykresów temperatur jest proste i nie wymaga dużo czasu, ponieważ skala czasu jest uniwersalna, a skalę drabinkową trzeba wykonywać tylko raz dla przyjętego typu transformatora.

Analizując dokładność metody trzeba zauważyć, że źródłem największych błędów może być przyjęcie dla T_1 i T_2 wartości

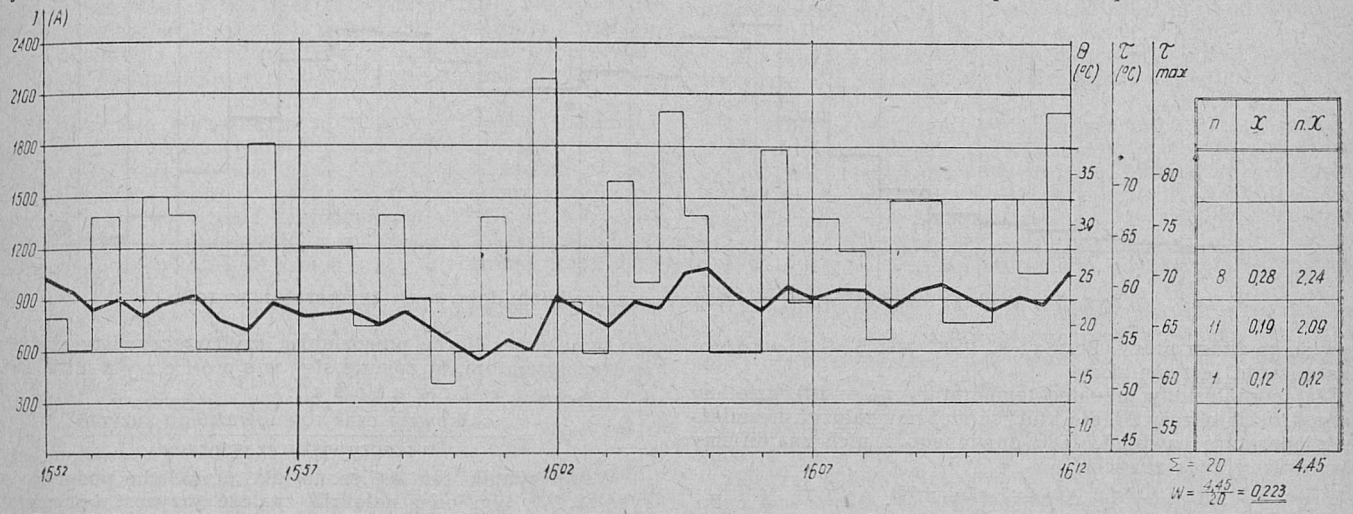
Zespoły w godzinie szczytowej nie przekraczają obciążeń przewidzianych w danych znamionowych:

$$I_{e_{20}\min} = 630 \text{ A} = 1{,}34\ I_n < 1{,}5\ I_n,$$
$$I_{\max} = 1165 \text{ A} = 2{,}49\ I_n < 3\ I_n.$$

W ciągu dnia pracujący jeden zespół jest przeciążony, zwłaszcza prądem chwilowym (1 raz w cyklu 20-minutowym).

$$I_{e\,20\,\min} = 685 \text{ A} = 1{,}45\ I_n < 1{,}5\ I_n,$$
$$I_{\max} = 2230 \text{ A} = 4{,}77\ I_n > 3\ I_n.$$

Jak widać, obciążenia chwilowe przy pracy jednego zespołu w ciągu dnia przekraczają znacznie wielkość 3-krotnego przeciążenia, ale wobec bardzo krótkiego czasu trwania tego szczytu (ok. 12 sek) oraz rzadkiego powtarzania się tego przeciążenia może to być dopuszczalne, co jednak należy dokładnie sprawdzić. Zależy to nie tylko od transformato-



Rys. 13. Przebieg nagrzewania się uzwojeń w stosunku do oleju w okresie ruchu szczytowego przy czynnych 2 zespołach

niezupełnie odpowiadających rzeczywistości oraz odchylenie rzeczywistych przebiegów nagrzania od krzywych teoretycznych z niezmiennymi stałymi czasu. Te ujemne strony da się jednak znacznie zmniejszyć przez ograniczenie obliczeń do okresów pracy transformatora z mniej więcej ustaloną temperaturą oleju. Ponieważ dla oceny nagrzewania się miarodajne są te właśnie okresy, takie ograniczenie nie zmniejsza znaczenia opisanej metody dla praktyki. Dla zbliżenia wartości T_1 i T_2 do odpowiadających warunkom rzeczywistym, należy określić je z pomiarów dokonanych w nagrzanym stanie transformatora. Ostateczną ocenę dokładności metody może dać dopiero porównanie wyników obliczeń z wynikami pomiarów nagrzewania się transformatora przy danym obciążeniu.

Podany przykład stanowi część obliczeń wykonanych dla zespołu prostownikowego na 750 kW, 1600 V, o przeciążalności 50% — 2 godz i 200% — 1 min, $I_u = 469$ A, $\Delta P_{\dot{z}} = 3{,}26$ kW, $\Delta P_m = 12{,}27$ kW, $T_1 = 4$ min, $T_2 = 3$ godz.

Przebiegi nagrzewania się oleju i uzwojeń mają odpowiadać obciążeniom, które zostały podane na rys. 4. Te same obciążenia zostały podane na rys. 12 w formie uproszczonej jako prostokąty o $\Delta t = 0{,}5$ min — dla cyklu 20 min w godzinie pozaszczytowej przy pracy jednego zespołu, a na rys. 13 — w godzinie szczytowej przy pracy dwu zespołów.

Na podanych rysunkach przedstawiono poza obciążeniem wykresy różnicy temperatur uzwojeń w stosunku do oleju (Θ). Te same wykresy dotyczą również przyrostu temperatury uzwojeń ponad temperaturę powietrza $\tau = \vartheta + \Theta$, ponieważ w tym czasie można uważać, że $\vartheta = \text{const}$. Wynika to z wykonanego tą samą metodą dobowego przebiegu przyrostu ϑ, który pokazał, że w czasie tak krótkich cykli wahania przyrostu temperatury ϑ mieszczą się w granicach $1 \div 3^0$C. Można ją zatem przyjąć za wielkość stałą, która przy największym zastępczym obciążeniu w ciągu dnia wynosi 40^0C (rys. 12), a w szczycie — $\vartheta = 36^0$C (rys. 13) przy 2 czynnych zespołach.

Jak widać z rysunków, przebieg nagrzewania się uzwojenia w godzinach szczytowych jest bardzo równomierny:

$$\tau_{\max} = 61{,}5^0\text{C}, \qquad \tau_{\min} = 53{,}5^0\text{C},$$

natomiast w ciągu dnia jest bardzo nierównomierny:

$$\tau_{\max} = 86^0\text{C}, \qquad \tau_{\min} = 49^0\text{C}.$$

ra, lecz również od charakterystyk przeciążalności zaworów prostownikowych.

Tą ostatnią sprawą zajmować się tutaj nie będziemy, ograniczając się do omawiania tylko obciążalności transformatorów. Ponieważ normy na transformatory określają tylko warunki dopuszczalnego nagrzania przy obciążeniu ciągłym, nie dając wyraźnych wskazówek w sprawie przyrostów temperatury przy krótkotrwałych przeciążeniach, przeto wytycznych do wyzyskania obciążalności transformatorów musimy szukać na innej drodze.

5. Ocena szybkości starzenia się izolacji przy danym przebiegu obciążeń.

Opisana metoda pozwala na porównanie pracy różnych typów transformatorów w jednakowych założonych warunkach obciążeń, albo też na porównanie różnych przebiegów obciążeń pod względem wpływu, który one mają na nagrzanie transformatora. Chodzi teraz o ocenę, jaki wpływ na trwałość transformatora ma znaleziony przebieg obciążeń.

Istota ograniczonych możliwości obciążenia transformatorów polega na zależności trwałości izolacji od temperatury. Pod wpływem długotrwałego nagrzewania izolacyjne materiały włókniste tracą swą wytrzymałość mechaniczną i kruszeją. Wytrzymałość dielektryczna utrzymuje się na jednym poziomie pomimo postępującego starzenia się izolacji, dopóki nie zostanie przekroczona pewna krytyczna granica mechanicznego osłabienia struktury izolacji. Do tej granicy starzenie się izolacji (zużycie) postępuje równomiernie (proporcjonalnie do czasu).

Biorąc pod uwagę literaturę [6, 7, 11] zakładamy, że z gospodarczych względów najracjonalniejsza jest taka budowa i wyzyskanie transformatora, przy których temperatura w najgorętszym punkcie uzwojeń utrzymuje się na poziomie 95^0C. Odpowiada temu, jak stwierdzono, „trwałość" transformatora (okres służby) $Z_n = Z_{95} = 25$ lat. Jest to tak zwany normalny czas służby transformatora. Po tym czasie następuje gwałtowne pogorszenie się wytrzymałości mechanicznej izolacji (zmiany nie są proporcjonalne do czasu). Jako zależność pomiędzy „trwałością" przy dowolnej temperaturze uzwojenia τ_p (niezmienną przez cały czas pracy) a wysokością tej temperatury przyjmuje się:

$$Z_{\tau p} = C \cdot e^{-\alpha \cdot \tau_p},$$

gdzie $C = 1{,}5 \cdot 10^{-4}$, $\alpha = 0{,}865$. Jest to tak zwana „reguła 8 stopni".

Ponieważ mamy do czynienia z obciążeniem zmiennym, zachodzi potrzeba określenia r ó w n o w a ż n e g o z u ż y c i a, przeliczonego z rzeczywistych okresów trwania zmiennych temperatur, na czas odpowiadający normalnej „trwałości". Służy do tego współczynnik nazywany w z g l ę d n y m s t a r z e n i e m s i ę i z o l a c j i:

$$\xi = \frac{Z}{Z_n} = \frac{C \cdot e^{-\alpha \cdot 95}}{C \cdot e^{-\alpha \cdot \tau_p}} = e^{\alpha (\tau_p - 95)}.$$

Gdy temperatura uzwojenia $\tau_p = 95^0$C, $\xi = 1$; gdy $\tau_p > 95^0$C, $\xi > 1$, co oznacza, że czas zużycia jest ξ razy większy od rzeczywistego czasu pracy. Przy $\tau_p < 95^0$C jest $\xi < 1$, wówczas czas zużycia jest mniejszy.

Mając znaleziony przebieg temperatury $\tau_p = f(t)$, dzielimy go na krótkie okresy Δt, dla których możemy założyć niezmienną temperaturę uzwojeń. Dla dowolnego z nich znajdujemy równoważny czas zużycia:

$$\Delta z_i = \xi_i \cdot \Delta t = e^{\alpha (\tau_{pi} - 95)} \cdot \Delta t.$$

Równoważne zużycie dla całego badanego cyklu $\Sigma \Delta t$ wyniesie

$$Z_{1\text{-}n} = \sum_{i=1}^{i=n} z_i = \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \cdot \Delta t.$$

Odpowiadające odczytanym z wykresu $\tau_p = f(t)$ temperaturom uzwojeń wartości względnego starzenia się najdogodniej można znajdować przy pomocy wykresów $\xi = f(\tau_p)$ podawanych w literaturze [6].

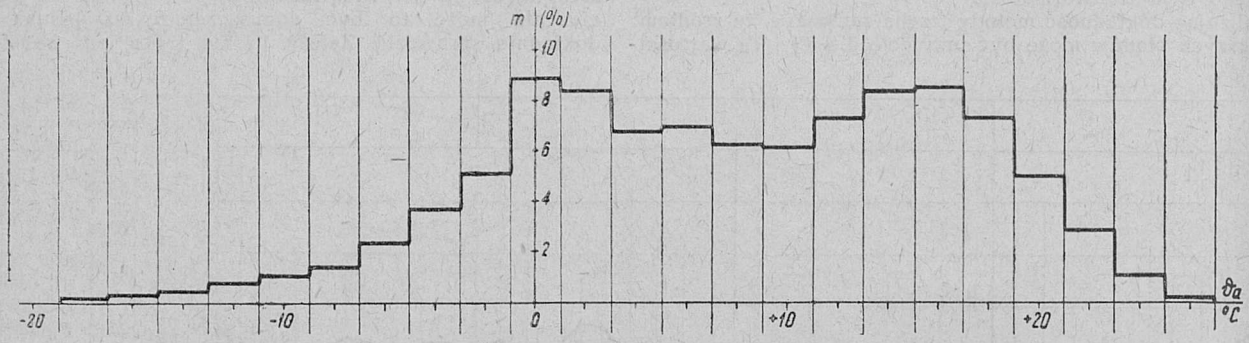
Jak widzimy, współczynnik ξ zależy od temperatury uzwojenia w najgorętszym miejscu τ_p, a więc nie tylko od przyrostu temperatury τ wywołanego obciążeniem, ale i o d t e m p e r a t u r y p o w i e t r z a ϑ_a, gdyż $\tau_p = \vartheta_a + \tau$. Temperatura powietrza zmienia się w bardzo szerokich granicach w ciągu roku, jak to uwidoczniono na wykresie c z ę s t o t l i w o ś c i w y s t ę p o w a n i a ś r e d n i c h d o b o w y c h t e m p e r a t u r (rys. 14). Wykres $m = f(\vartheta_a)$ wykonany na podstawie danych meteorologicznych (Górny Śląsk) z okresu wieloletniego podaje procentowe ilości dni w roku o średniej dobowej temperaturze zawartej w przedziałach po 2^0C. Jak widać, dni o temperaturze średniej w granicach od -1^0 do $+1^0$C, było 8,9%, od $+1$ do $+3^0$C — 8,4%, od $+3$ do $+5^0$C — 6,8% itd.

Wykres z rys. 14 wyzyskamy do dalszych obliczeń zakładając jednakowe prawdopodobieństwo występowania każdego z obciążeń $I = f(t)$ w każdym z dni roku. To samo będzie, oczywiście, dotyczyć przyrostów temperatury uzwojenia $\tau = f(t)$. Każdy z występujących przyrostów temperatury uzwojenia τ będzie się zatem nakładał na każdą ze średnich temperatur powietrza, ale z częstotliwością występowania odpowiadającą wykresowi na rys. 14.

Wykonamy teraz pomocniczą tabelę z kolumnami odpowiadającymi przedziałom temperatur powietrza (co 2^0C) i z pozycjami odpowiadającymi przedziałom przyrostów temperatury uzwojenia (co 5^0C). Dla każdego przedziału temperatury otoczenia ϑ_{ai} i każdego przedziału przyrostu temperatury uzwojeń τ_j, którym będzie odpowiadać jakaś temperatura uzwojenia $\tau_{pij} = \vartheta_{ai} + \tau_j$, znajdujemy z wykresu $\xi = f(\tau_p)$ odpowiadającym tym warunkom współczynnik względnego starzenia się — ξ_{ij}. Mnożąc ξ_{ij} przez liczbę procentową m_i odpowiadającą częstotliwości występowania w roku temperatury powietrza ϑ_{ai}, znajdujemy nowy współczynnik $\xi_{ij} \cdot m_i$. Wykonując tę operację dla wszystkich przedziałów temperatury powietrza w roku, tj. od —20 do +28^{0}C, a następnie sumując iloczyny dla wszystkich przedziałów i dzieląc je przez 100, otrzymamy współczynnik X, odpowiadający przyrostowi τ_j i uwzględniający zmienność temperatur w roku. Obliczywszy X dla przyrostów od 35 do 110^{0}C co 5^{0}C, budujemy wykres pomocniczy $X = f(\tau)$ (rys. 15), rozumiejąc tu τ jako temperaturę w najgorętszym miejscu (τ_{max}).

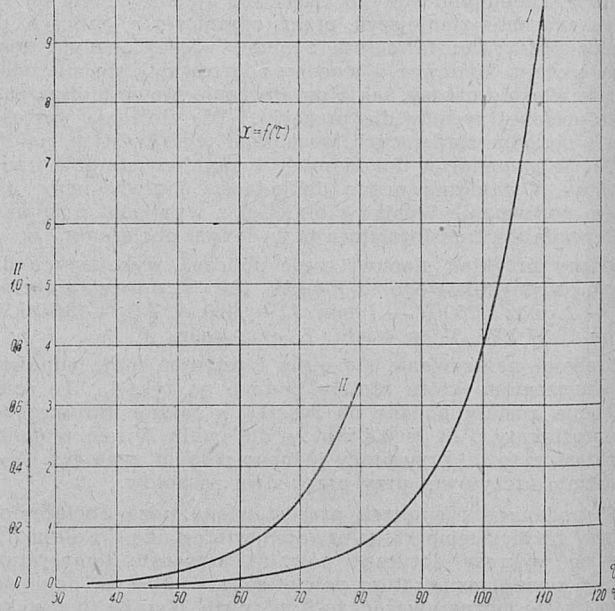
Mnożąc teraz czas występowania każdego przyrostu temperatury uzwojeń, występującego w badanym cyklu obciążeń, przez X, znajdujemy czas równoważnego zużycia przy tej jednej temperaturze, a sumując je dla temperatur we wszystkich przedziałach czasu Δt znajdujemy c a ł k o w i t y c z a s r ó w n o w a ż n e g o z u ż y c i a cyklu obciążenia. Jeżeli przedziały czasowe Δt były jednakowe, to dzieląc sumę przez liczbę przedziałów, czyli rzeczywisty czas pracy transformatora, otrzymuje się w s p ó ł c z y n n i k w y z y s k a n i a t r w a ł o ś c i:

$$W = \frac{\text{całkowity czas równoważnego zużycia}}{\text{rzeczywisty czas pracy}}.$$



Rys. 14. Wykres częstotliwości występowania średnich dobowych temperatur w roku

Współczynnik ten obliczono dla przykładu podanego na rys. 12. W tym celu należało znaleźć przyrost temperatury w najgorętszym miejscu uzwojenia τ_{max} według wartości średnich τ podanych na wykresie. Założono, że różnica temperatury uzwojenia w stosunku do oleju jest mniej więcej jednakowa dla wszystkich punktów uzwojenia:



Rys. 15. Zależność współczynnika X względnego starzenia się izolacji — z uwzględnieniem częstotliwości występowania średnich dobowych temperatur — od maksymalnej temperatury uzwojeń τ_{max}

$$\tau_{max} = \vartheta_{max} + \Theta,$$

$$\vartheta = k \cdot \vartheta_{max} = 0{,}8\ \vartheta_{max}; \qquad \vartheta_{max} = 1{,}25\ \vartheta.$$

Dla obciążenia na wykresie z rys. 12 przyrost średni temperatury oleju $\vartheta = \text{const} = 40^0$C, a w górnej warstwie $\vartheta_{max} = 1{,}25 \cdot 40 = 50^0$C. Dla obciążeń w godzinach szczytowych (rys. 13) przyrost średni, uznany w przybliżeniu za ustalony

w ciągu cyklu obciążeń podanych na wykresach, wynosi: $\vartheta = \text{const} = 36^0C$, $\vartheta_{ma} = 1{,}25 \cdot 36 = 45^0C$.

Na wymienionych rysunkach dodano skalę przyrostu maksymalnego temperatury uzwojenia τ_{max}, odpowiednio przesuniętą w stosunku do skali średniego przyrostu τ. Dzieląc następnie cały cykl pracy na przedziały czasowe $\Delta t = 1$ min, możemy łatwo obliczyć dla każdego przedziału temperatury (po 5^0C) liczbę n przedziałów czasowych, w których przyrost temperatury τ_{max} ma odpowiednią wartość. W tabelce obok wykresu przewidziano osobną rubrykę dla n. Z wykresu na rys. 15 znajdujemy odpowiadające przedziałom prądowym wartości X i umieszczamy je w następnej rubryce tabelki. Ostatnia rubryka zawiera iloczyny $n \cdot X$. Sumując pozycje tabelki znajdujemy Σn_i i $\Sigma n_i X_i$; stąd obliczamy współczynnik wyzyskania normalnej „trwałości" d l a 1 c y k l u. Podane na rys. 12 i 13 wartości W wynoszą 0,602 i 0,223. Dzieląc następnie dobę na części, w których występują różne poziomy obciążenia i obliczając dla nich oddzielne współczynniki, można następnie łatwo obliczyć współczynnik dla całej doby.

Za właściwe wyzyskanie normalnej „trwałości" transformatora należy uważać takie, którego współczynnik W obliczony dla całej doby wynosi 0,8 ÷ 0,9. Przez stosowanie współczynnika niższego od jedności pozostawia się rezerwę na pozaprogramowe obciążenia zakłóceniowe. Wielkość 0,8 ÷ 0,9 zależy od prawdopodobieństwa występowania tych zakłóceń. W podanej w wykazie na końcu pracy literaturze przewidziano $W \leqslant 0{,}9$ [6, 7].

Poza zależnością obciążalności od starzenia się izolacji włóknistej czynnikiem ograniczającym obciążenia będzie również graniczna wartość temperatury uzwojeń. Pod tym względem nie znaleziono w podanej literaturze wyraźnych wskazówek poza [6, 7], gdzie przy powtarzalnych bardzo krótkotrwałych obciążeniach (rozruchy silników) nie wolno przekraczać temperatury 160^0C.

Również w sprawie wpływu temperatury na trwałość oleju brak w podanej literaturze bliższych informacji. Nie jest ona miarodajna dla określenia obciążalności transformatora, ponieważ olej nie styka się bezpośrednio z gorącą miedzią uzwojenia, poza tym może on być wielokrotnie wymieniany lub regenerowany w okresie służby transformatora.

6. Obciążalność zespołu prostownikowego.

Obciążalność zespołu prostownikowego zależy nie tylko od transformatora, lecz i od obciążalności zaworu prostownikowego, która zależy nie tylko od stanu nagrzewania poszczególnych części, ale i od innych czynników, wśród których ważną rolę odgrywa prawdopodobieństwo występowania zapłonów zwrotnych. W każdym razie wspólną cechą z obciążalnością transformatorów jest zależność dopuszczalnych wysokości, czasów trwania i częstotliwości występowania chwilowych przeciążeń od poziomu obciążenia średniego, na które one się nakładają. W opisanym przypadku obciążenia na rys. 12 należałoby sprawdzić, czy dla zaworu są dopuszczalne obciążenia o 20-minutowym cyklu, w którym występuje ostrze 2230 A (4,77 I_n) o czasie trwania rzędu 12 sek.

Równolegle do badań nad obciążalnością transformatorów należy zbadać zależność dopuszczalnych wysokości, czasu trwania i częstotliwości występowania obciążeń chwilowych od poziomu i przeciążeń długotrwałych w stosowanych typach zaworów.

7. Możliwości lepszego wyzyskania transformatorów w trakcji elektrycznej.

Wyzyskanie obciążalności transformatorów prostownikowych napotyka trudności z tego względu, że rzeczywiste nagrzanie uzwojeń przy szczytach chwilowych obciążenia nie jest dostępne dla bezpośrednich pomiarów, pomiar zaś temperatury oleju w górnej warstwie nic nie mówi o chwilowych przegrzaniach uzwojenia. Normalnie zastosowane zabezpieczenia zespołów reagują tylko na temperatury oleju lub przekroczenie nastawionej wartości prądu wyłączenia. Dostosowanie charakterystyki przekaźników nadprądowych do właściwości termicznej uzwojeń i powiązanie ich działania ze stanem nagrzania oleju jest niemożliwe.

Wobec bardzo małych stałych czasu uzwojeń T_1 uzwojenie już po 5 ÷ 10 minutach uzyskuje 63% całkowitej różnicy temperatur, odpowiadającej szczytowemu obciążeniu, a po 15 do 30 minut — 95%. Jeżeli zaś cykle obciążeń dzielą przerwy dłuższe od 3 T_1 (15—30 min.), to różnica temperatur spada prawie zupełnie do zera. Może się zatem łatwo zdarzać, że przy powtarzających się często ostrzach uzwojenia będą się grzać nadmiernie nawet przy szczytach niższych od nastawionej wartości wyłączenia (np. 3 I_n), lub też na odwrót — przekaźniki będą wyłączać z powodu przekroczenia nastawionego prądu, a transformator będzie daleki od wykorzystania. Poza tym, jak wykazano, nawet przy nagrzewaniu się uzwojeń do wysokiej temperatury, „trwałość" normalna może nie być wyzyskana, jeżeli powtarza się to rzadko i przez krótki czas.

Zalecane w przepisach eksploatacji i podane w literaturze [6, 7, 9, 11, 13, 22] sposoby lepszego wyzyskania (uzależnienie wysokości i czasu trwania przeciążeń od poprzedzającego obciążenia, od temperatury oleju, temperatury powietrza i współczynnika wypełnienia wykresu k_s) są tylko półśrodkiem, zwłaszcza przy zmiennym obciążeniu trakcyjnym.

Konieczna jest l i c z b o w a c h a r a k t e r y s t y k a w y z y s k a n i a o b c i ą ż a l n o ś c i przy każdym przebiegu obciążenia. Tę możliwość daje opisana wyżej metoda.

Z podanych wyżej rozważań można wyciągnąć następujące wytyczne dla lepszego wyzyskania transformatorów prostownikowych:

1) Program załączeń i wyłączeń zespołów w ciągu doby należy układać na podstawie obliczonego przebiegu nagrzewania się oleju i uzwojeń dla zdjętego przy pomocy przyrządów samopiszących przebiegu obciążeń podstacji oraz obliczonego współczynnika wyzyskania „trwałości" W. Odpowiednio do wyników mogą się zmieniać — zależnie od pory roku i temperatury — godziny włączenia drugiego lub trzeciego transformatora w okresie szczytu.

2) Podane metody obliczeń należy stosować przy projektowaniu (oczywiście, z uwzględnieniem przeciążalności zaworów) dla znalezienia najoszczędniejszego wyposażenia podstacji, trzeba jednak pamiętać, że — w przeciwieństwie do obecnie stosowanych zasad — dobry wybór ilości i mocy wyposażenia wymaga również brania pod uwagę obciążenia w ciągu dnia, a nie tylko w godzinach szczytowych.

3) Przy przewidywaniu koniecznych rezerw należy uwzględniać możliwość znacznych przeciążeń z przekroczeniem stopnia wyzyskania, stosowanego w normalnych warunkach, jak również możliwość silniejszego obciążania transformatorów zimnych oraz zwiększenia obciążeń w zimnych porach roku.

4) Należy dążyć do zaopatrzenia transformatorów we wskaźniki, pozwalające na pomiar temperatury uzwojeń w czasie pracy (modele termiczne) i do kontrolowania w ten sposób prawidłowego wyzyskania obciążalności bez przekraczania dopuszczalnej temperatury uzwojeń. Model termiczny może służyć również do zasilania sygnalizacji i przekaźników, reagujących na przekraczanie nastawionej temperatury. Wzmianki o stosowaniu modelów termicznych spotyka się coraz częściej w literaturze [7, 10, 16], również o stosowaniu ich na podstacjach [18], przy czym czasem wskazuje się trudności z tym związane [7].

8. Wnioski w sprawie dalszych studiów.

Wyżej przedstawione rozważania wykazują, zdaniem autora, że odwzorowanie przebiegu nagrzewania się transformatorów prostownikowych w m i a r o d a j n y c h o k r e s a c h obciążenia trakcyjnego jest możliwe i stosunkowo proste. Wymaga ono jednak dokładniejszej oceny potrzebnych wyjściowych danych: ($\vartheta_u = f(P)$, $\Theta_u = f(P)$, T_1, T_2, granicznej temperatury nagrzania uzwojeń w najgorętszym miejscu (τ_{max}) oraz dokładniejszego teoretycznego i doświadczalnego zbadania przebiegu nagrzewania się części transformatora. Dotychczasowe wstępne studia muszą być w tym celu znacznie rozszerzone przez zajęcie się nimi specjalistów w instytucjach naukowych i w przemyśle.

Wydaje się również konieczne ściślejsze uwzględnianie obciążalności transformatorów i zaworów prostownikowych w odpowiednich przepisach, gdyż dotychczasowe definicje mocy i przeciążalności oraz wskazówki wykonywania prób są niedostateczne zarówno dla produkującego, jak i dla projektującego i prowadzącego eksploatację.

Autor usilnie popiera podjęcie szerszych badań w tym zakresie, przewidując znaczne korzyści w kosztach wyposażenia i eksploatacji *).

LITERATURA

[1] M a r k w a r d t K. G. Eniergosnabżenje elektrificyrowannych żeleznych dorog (1948)
[2] K o t h e r H. Gospodarka energetyczna kolei elektrycznych (Elektr. Bahnen, 1942, 10)

*) W niniejszej pracy korzystano częściowo z materiałów i studiów, prowadzonych w Biurze Projektów Elektryfikacji Kolei; poza tym autor gorąco dziękuje kolegom, którzy przyszli mu z pomocą przez dostarczenie informacji lub przedyskutowanie zagadnień.

[3] Podoski R. Trakcja elektryczna, t. II (Wydawn. Komunik., 1954)
[4] Proia R. Ważniejsze spostrzeżenia w sprawie energii wytwarzanej przez podstacje trakcyjne prądu stałego 3 kV na kolejach państwowych (Ingegneria Ferroviaria, 1953, III)
[5] Jezierski E. Transformatory, cz. I (1949)
[6] Sznicer L. M. Transformatory (tłum. polskie Państw. Wyd. Szkoln. Zawod., 1952)
[7] Sznicer L. M. Nagruzocznaja sposobnost' siłowych transformatorow
[8] Grygołajtys J. O nagrzewaniu się ciał pod wpływem zmiennych strat cieplnych (Prace GIEl, zesz. 2, 1951)
[9] Przesył i rozdział energii elektrycznej, II. Maszyny i urządzenia elektryczne (przekł. GIEl w opracowaniu Z. Skoczyńskiego, 1951)
[10] ASEA, Montage und Wartung von ölisolierten Transformatoren (1941)
[11] Kondachczan W. S. Eksploatacja transformatorow, 1950
[12] Bladowski St. Wykreślny sposób ustalania stopnia nagrzania urządzeń elektrycznych przy zmiennym obciążeniu (Energetyka, 1952, III/IV)
[13] B. S. 1698. Mercury arc rectifier equipment (przepisy na zespoły prostownikowe, 1950)
[14] Wasiliew I. K. O nieliniejnosti urawnienja nagriewanja elektriczeskich konstrukcyj (Elektriczestwo, 1954, 4)
[15] Gotter G. Die Wärmübergangszahl von Transformatorenöl (Elektrotechnik, Bd, 1, Nr 6, XII, 1947)
[16] Kamber W. Das thermische Abbild für Öltransformatoren (Bull. Oerlikon, Nr 292, 1952)
[17] Nachleba F. Erweiterung des Begriffes der Zeitkonstante (ETZ, 11, II. 1953)
[18] Materiały na XVI Zjazd AICCF w 1954 r.
[19] Lomis R. O. (Electr. World, 18.IV.42)
[20] Grygołajtys J. Wytyczne dla produkcji transformatorów prostownikowych — prace IEl (nieopublikowane)
[21] Świderski J. Transformatory prostownikowe (Przegl. Elektr. 1954, 6, 236)
[22] B. S. No 171 — 1936. B. S. S. for Electrical Performance of transformers for Power and Lighting

XVI

MGR INŻ. JERZY KELASZ
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Niektóre zagadnienia dotyczące konstrukcji przełączników zaczepów pod obciążeniem

621.314.214.322.002.612:621.3.016.3

Treść. Zagadnienia izolacyjne w przełącznikach zaczepów pod obciążeniem. Porównanie właściwości różnych rozwiązań konstrukcyjnych. Zakres prób typu i wyrobu.

Некоторые вопросы, относящиеся к конструкции переключателя ответвлений от обмотки трансформатора под нагрузкой. Вопросы изоляции такого переключателя. Сравнение свойств различных конструкций. Контрольные испытания переключателя (типа и изделия).

Certain problems concerning tap changer design for changing over under load. Insulation problems affecting tap changing under load. Comparison of characteristics of various tap changer designs. Scope of routine tests for type and workmanship of individual tap changers.

1. Wstęp.

Aczkolwiek przełączniki zaczepów pod obciążeniem są rozpowszechnione w transformatorach już od kilkudziesięciu lat, literatura techniczna z tej dziedziny jest dość uboga. Przed wojną opublikowano wiele prac mających charakter opisowy, natomiast nie zajmowano się stroną naukowo-techniczną zagadnienia. Poszczególne zakłady produkujące przełączniki zaczepów za granicą na ogół nie publikowały wyników swego doświadczenia. Doprowadziło to do bardzo dużej różnorodności konstrukcji opartych na patentach. Dopiero w ostatnich pięciu latach zaczyna się odczuwać dążenie do wprowadzenia systematyki osiągnięć w tej dziedzinie oraz przeprowadzenia gruntownych badań nad zagadnieniem regulacji napięcia pod obciążeniem. Z przedwojennych, opublikowanych prac zasługują na uwagę prace Reicha [10] oraz Blume i Bewleya [1], które stawiają sobie za cel wyjaśnienie zagadnienia gaszenia łuku w przełączniku. Powojenna praca Ignacza [4] traktuje to zagadnienie dość obszernie. Do wyjaśnienia problemów związanych z regulacją pod obciążeniem przyczyni się niewątpliwie specjalna komisja CIGRÉ utworzona w roku 1952. Pierwsze interesujące wyniki prac tej komisji ogłoszono w referatach CIGRÉ z 1954 r.

W artykule niniejszym zestawiono ważniejsze zagadnienia występujące przy projektowaniu i eksploatacji przełączników zaczepów pod obciążeniem.

2. Zagadnienia izolacyjne.

Przełącznik zaczepów pod obciążeniem odznacza się złożonym układem izolacyjnym. Poszczególne elementy przełącznika znajdują się pod różnymi potencjałami i wymagają wzajemnego odizolowania, przy czym wymagania dla poszczególnych izolacji są uzależnione od szeregu okoliczności, które muszą być jednocześnie uzględniane, a mianowicie: a) napięcia znamionowego uzwojenia regulowanego, b) miejsca w uzwojeniu regulowanym, w którym znajdują się cewki zaczepowe, c) konstrukcji uzwojeń regulowanych, d) położeń przełącznika, e) rozwiązania konstrukcyjnego przełącznika, f) stopnia zanieczyszczenia oleju.

Ze względu na dużą różnorodność konstrukcji przełączników zaczepów i uzwojeń regulowanych brak jest dotychczas klasyfikacji izolacji przełącznika, jak również sformułowania wymagań dla poszczególnych izolacji. Zagadnienia izolacyjne traktuje się indywidualnie. Wydaje się, iż w przełączniku zaczepów, podobnie jak w transformatorze, można wprowadzić pojęcie izolacji głównej (względem ziemi) oraz pojęcie izolacji wewnętrznej. Otrzymuje się wówczas następujący podział izolacji przełącznika zaczepów:

1) izolacja główna (względem ziemi):
   a) izolacja główna przełącznika mocy (obciążeniowego) i opornika, lub dławika stopniowego,
   b) izolacja główna wybieraka lub przełącznika uzwojenia regulacji zgrubnej;
2) izolacja wewnętrzna:
   a) izolacja między przełącznikiem mocy, lub dławikiem czy opornikiem stopniowym, a innymi częściami przełącznika zaczepów,
   b) izolacja między wybierakiem a innymi częściami przełącznika zaczepów,
   c) izolacja między przełącznikiem uzwojenia regulacji zgrubnej a innymi częściami przełącznika zaczepów,
   d) izolacja między częściami przełącznika obciążeniowego,
   e) izolacja między częściami wybieraka przyłączonymi do sąsiednich zaczepów uzwojenia,
   f) izolacja między częściami wybieraka przyłączonymi do odległych zaczepów,
   g) izolacja między częściami przełącznika uzwojenia regulacji zgrubnej, przyłączonymi do końców uzwojenia regulacyjnego.

W stosunku do izolacji głównej należy uwzględnić zagrożenie spowodowane zarówno przez napięcie 50-okresowe, jak i przez napięcie udarowe, natomiast w izolacji wewnętrznej mogą powstać niebezpieczne naprężenia przede wszystkim pod wpływem napięć udarowych. Napięcie 50-okresowe jest w stanie wytworzyć znaczne naprężenie na izolacji głównej (względem kadłuba) przełączników fazowych, w gwiazdowych zaś przełącznikach jedynie w stanie zakłócenia pracy, gdy wystąpi w sieci zwarcie z ziemią. Uszkodzenia spowodowane przez powyższe naprężenia polegają przeważnie na przebiciu zawilgoconego izolatora przepustowego przełącznika zaczepów. Z punktu widzenia napięć 50-okresowych należy obliczać izolację główną przełącznika fazowego na napięcie znamionowe izolacji transformatora, w przełączniku zaś gwiazdowym można zastosować izolację na napięcie $\sqrt{3}$ razy mniejsze od napięcia znamionowego transformatora. W przełączniku gwiazdowym przeznaczonym do pracy z transformatorem o izolowanym punkcie zerowym o wymiarach izolacji głównej decydują przeważnie napięcia udarowe. W przypadku transformatorów o obniżonym poziomie izolacji można również obniżyć poziom izolacji głównej przełącznika.

Izolacja główna nie zależy na ogół od pozycji przełącznika, natomiast niektóre rodzaje izolacji wewnętrznej winny być sprawdzone przy różnych położeniach przełącznika, np. ro-

dzaje izolacji wymienione wyżej w punktach 2d, 2e, 2f, 2g. Bierze się tu też pod uwagę położenia pośrednie przełącznika przy przełączaniu.

Znajomość napięcia znamionowego izolacji przełącznika dla napięcia przy 50 Hz nie pozwala jeszcze stwierdzić, czy również przy napięciach udarowych będzie zachowana wewnętrzna koordynacja izolacji transformatora i przełącznika, napięcie bowiem znamionowe izolacji nie określa dla przełącznika pod obciążeniem (w przeciwieństwie np. do przypadku izolatora przepustowego lub transformatora) wszystkich właściwości izolacyjnych, gdyż do chwili obecnej nie określono zależności między napięciem znamionowym transformatora a wartościami napięć udarowych, które mogą powstać w uzwojeniu regulacyjnym. Napięcia udarowe w uzwojeniu regulacyjnym zależą nie tylko od napięcia znamionowego transformatora, lecz również od konstrukcji uzwojenia regulacyjnego. W tabl. I zestawiono wartości zmierzonych napięć udarowych, występujących w uzwojeniach regulacyjnych oraz względem ziemi dla różnych transformatorów w przypadku doprowadzenia do zacisku wejściowego transformatora napięcia udarowego 1/50 μs *).

Tablica I. Napięcie udarowe w uzwojeniu regulacyjnym oraz względem ziemi dla różnych transformatorów

U_{zn} (kV)	P (kVA)	Napięcie udarowe izolowanego punktu zerowego				Maksymalne napięcie udarowe na uzwojeniu regulacyjnym			
		udar 1-fazowy		udar 3-fazowy		zero uziemione		zero izolowane	
		(kV)	%	(kV)	(%)	(kV)	(%)	(kV)	(%)
110	25000	—	—	800	145	230	42	355	65
15	2500	—	—	200	200	—	—	—	—
20	400	95	74,5	109	87,3	—	—	—	—
110	12500	—	—	—	—	168	30,5	—	—
15	545	54,5	154	154	—	—	—	—	—
110	25000	842	153	—	—	—	—	—	—
110	16000	550	100	930	169	325	59	—	—
110	25000	564	102	796	145	—	—	—	—
110	10000	—	—	—	—	248	45	—	—

Wartości podane w tablicy zmierzono w Instytucie Elektrotechniki przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych. Sprawdzenie przy pomocy tego oscylografu, czy wytrzymałość udarowa przełącznika jest wystarczająca, wydaje się niezbędne dla każdego nowego typu transformatora regulacyjnego. Można co prawda przewidzieć w przełączniku tak duży zapas izolacji, żeby poziom izolacji przełącznika był wyższy od poziomu izolacji każdego transformatora. Takie jednak postawienie zagadnienia prowadzi na ogół do kosztownych i dużych konstrukcji przełączników i nie wszystkie zakłady produkujące przełączniki przewidują aż tak wysoki poziom izolacji.

Na podstawie danych zawartych w tabl. I można określić wartości minimalnej wytrzymałości udarowej poszczególnych rodzajów izolacji gwiazdowego przełącznika zaczepów pod obciążeniem, i ustalić przydatność danego przełącznika do wszystkich krajowych transformatorów regulacyjnych niezależnie od ich konstrukcji.

Wartości te wynoszą:

a) izolacja względem ziemi — 200% udaru doprowadzonego do zacisku wejściowego,

b) izolacja elementów przełącznika, przyłączonych do sąsiednich zaczepów uzwojenia regulacji dokładnej — 30% udaru doprowadzonego,

c) izolacja elementów przełącznika przyłączonych do uzwojenia regulacji zgrubnej lub odległych od siebie zaczepów uzwojenia regulacji dokładnej — 70% udaru doprowadzonego.

Przełączniki fazowe, w szczególności przeznaczone do pracy w autotransformatorach, powinny się odznaczać większą wytrzymałością udarową izolacji wewnętrznej niż przełączniki gwiazdowe, natomiast stawia się im mniejsze wymagania co do wytrzymałości udarowej izolacji głównej.

Zakłady Elin w Wiedniu [9] przyjmują dla przełączników fazowych 150-kilowoltowych następujące wymagania co do wytrzymałości udarowej dla poszczególnych rodzajów izolacji:

a) izolacja względem ziemi 765 kV,

b) izolacja między częściami przełącznika przyłączonymi do szeregowo połączonych uzwojeń regulacji zgrubnej i dokładnej 640 kV,

c) izolacja między częściami przełącznika przyłączonymi do dwóch sąsiednich zaczepów 170 kV.

Dane, dotyczące wymagań stawianych przez inne zakłady zagraniczne przełącznikom zaczepów, nie znane są autorowi. Dostępna literatura techniczna nie zawiera publikacji na ten temat.

Istnieje szereg urządzeń, umożliwiających obniżenie poziomu różnych izolacji przełącznika zaczepów bez zmiany konstrukcji transformatora. Dla zmniejszenia wymagań co do wytrzymałości udarowej izolacji wewnętrznej przełącznika fazowego, pracującego w autotransformatorze, stosuje się ochronę izolacji wewnętrznej przy pomocy odgromników lub kondensatorów. W wielu krajach stosuje się również obniżanie wymagań dla izolacji wewnętrznej przełączników zaczepów gwiazdowych przez przyłączanie — obocznie do cewek regulacyjnych — oporników zmiennooporowych. Oporności ich nie mogą być zbyt duże, gdyż nie stanowią wtedy odpowiedniej ochrony; nie mogą być też zbyt małe, gdyż istnieje niebezpieczeństwo uszkodzenia opornika przy przeciążeniu prądem o częstotliwości 50 Hz. Oporniki tego typu są krytycznie oceniane przez niektórych konstruktorów transformatorów, twierdzących, że bywają one przyczyną uszkodzeń transformatora.

Dla zmniejszenia wartości napięć na izolacji wewnętrznej przełączników zaczepów można stosować również [5] ekrany blaszane (w przypadku kiedy uzwojenia regulacyjne są wykonane w postaci oddzielnych cewek, niezależnych od uzwojenia zasadniczego).

Poziom izolacji głównej gwiazdowego przełącznika zaczepów pod obciążeniem może być znacznie obniżony po zastosowaniu odgromnika w punkcie zerowym transformatora [8].

Ogólne obniżenie poziomu izolacji przełącznika zaczepów uzyskuje się przez zastosowanie transformatorów dodawczych.

Ostatnio przywiązuje się dużą wagę do nadania właściwego kształtu elektrodom znajdującym się pod napięciem. Stykom ruchomym nadaje się zaokrąglone kształty, stosuje się ekrany ustalające rozkład pola elektrycznego. Szczególnie ważne jest zastosowanie ekranów do zmniejszenia naprężeń stycznych do powierzchni papieru bakielizowanego. Niektórzy konstruktorzy stosują oddziaływanie na kształt pola elektrycznego w przyłącznikach zaczepów już przy napięciu znamionowym 30 kV.

Zagrożenie izolacji wewnętrznej przełącznika obciążeniowego (ob. wyżej p. 2d) jest uzależnione od stopnia zanieczyszczenia oleju. Napięcia udarowe, jak i 50-okresowe, występujące między stykami przełącznika obciążeniowego, są niewielkie (równe napięciu na jednym zaczepie) i opanowanie ich nie stanowiłoby trudności, gdyby nie zwęglanie się — na skutek procesów łączeniowych — oleju, zawartego w tym przełączniku. Zjawisko to powoduje obniżenie się wskaźników izolacyjnych oleju.

Dla uniknięcia skutków zanieczyszczenia oleju stosuje się taką konstrukcję przełącznika obciążeniowego, aby skrócić czas trwania łuku oraz umożliwić zbieranie się zanieczyszczeń na dnie skrzyni takiego przełącznika. Powstaje też konieczność częstej wymiany oleju w przełączniku obciążeniowym. Jak wykazuje praktyka, przełączniki obciążeniowe z dławikiem wymagają średnio 2-krotnie częstszej wymiany oleju niż przełączniki oporowe.

3. Gaszenie łuku.

Ze względu na niewielką moc wyłączania, a skomplikowaną kolejność procesów łączeniowych zagadnienie gaszenia łuku w przełączniku ma odmienny charakter niż w wyłączniku. Poza tym przy konstruowaniu przełącznika należy uwzględnić konieczność częstego wykonywania przełączeń oraz konieczność wykonania dużej liczby przełączeń między dwiema kolejnymi rewizjami wewnętrznymi. Te okoliczności w wyłącznikach odgrywają daleko mniejszą rolę.

Z wymienionych powodów zasadnicze znaczenie dla konstrukcji przełącznika ma zagadnienie styków. Styki w przełączniku z jednej strony muszą zapewniać dobrą styczność (okoliczność specjalnie ważna w przełącznikach oporowych, w których niewystarczająca styczność w stykach spoczynkowych może spowodować spalanie się oporników stopniowych, z drugiej strony muszą być wykonane w ten sposób, aby nie

*) We wszystkich transformatorach wymienionych w tablicy uzwojenie badane jest połączone w gwiazdę.

było trudności z uzyskaniem niezbędnej prędkości przełączania. Z wymienionych powodów w przełączniku obciążeniowym stosuje się przeważnie styki klockowe i rolkowe. Rozpowszechnione w wyłącznikach styki nożowe lub tulipanowe nie znajdują w przełącznikach zastosowania, gdyż trudno jest przy ich pomocy skonstruować mechanizm, który wykonałby niezbędne przełączenia w przewidzianej kolejności i z wystarczającą prędkością.

Większość konstruktorów stosuje styki klockowe, które są proste w budowie i zapewniają dobrą styczność pod warunkiem wykonywania niewielkiego ruchu ciernego. Styki klockowe wykonywa się z miedzi i z różnych spieków, przeważnie z węglika tungstenu. Styki klockowe miedziane stosuje się jako spoczynkowe, przepuszczające prąd w stanie spoczynkowym przełącznika. Styki klockowe z nakładkami powiększającymi trwałość styku stosuje się jako przejściowe lub opalinowe spoczynkowe.

Zastosowanie styków rolkowych znacznie upraszcza rozwiązanie konstrukcyjne mechanizmu migowego przełącznika. Styki rolkowe zaopatruje się zwykle w nakładki z węglików tungstenu. Styki te nie mają jednak wystarczająco małej oporności i z tego powodu nie stosuje się ich do trwałego przepuszczania prądu w stanie spoczynkowym przełącznika.

Na trwałość styków wpływa czas trwania łuku i wartość prądu łukowego. Czas trwania łuku zależy od prędkości ruchu styków (która wynosi przeważnie od 0,3 do 2 m/s), od wartości prądu przerywanego, napięcia powrotnego i kąta przesunięcia fazowego między prądem przerywanym i napięciem powrotnym ustalonym.

W przełączniku dławikowym, w którym prąd jest przerywany na ogół przy złym $\cos\varphi$ czas trwania łuku jest rzędu kilku połówek okresu. W przełączniku oporowym można skrócić czas trwania łuku do pół okresu.

Ważnym warunkiem prawidłowego działania przełącznika jest gaszenie łuku w chwili przejścia prądu przez zero; unika się w ten sposób możliwości powstania przepięć i zapłonów powrotnych oraz znacznego zwęglania oleju, które jest związane z wydzieleniem się dużej energii na stykach.

Zjawisko zwęglania się oleju (w przełącznikach ze stykami zanurzonymi w oleju) oraz zjawisko erozji styków stwarzają konieczność przeprowadzania rewizji wewnętrznej przełącznika i ewentualnej wymiany styków i oleju. Instrukcje radzieckie zalecają poddawanie przełącznika rewizji wewnętrznej co 5 tys. przełączeń. Wymiana styków odbywa się po kilkudziesięciu tysiącach przełączeń. W przełącznikach oporowych można średnio dwukrotnie rzadziej wymieniać styki niż w przełącznikach dławikowych.

Istnieją różne poglądy dotyczące wpływu rozmaitych czynników na szybkość erozji styków. Według zapatrywań niektórych konstruktorów szybkość ta dla danego typu przełącznika zależy przede wszystkim od prądu obciążenia transformatora, natomiast wpływ mocy wyłączanej jest niewielki. Zalecają oni stosowanie przełączników zaczepów do prądów nie większych niż 600 A, a przy większych prądach stosują regulację napięcia przy pomocy układów kilku transformatorów, przy czym regulacja napięcia następuje w obwodach pomocniczych, w których płyną niewielkie prądy. Inni konstruktorzy stosują przełączniki zaczepów również przy prądach rzędu 1000 A i wyrażają opinię, że nie bywa trudności — z punktu widzenia gaszenia łuku — nawet przy tak dużych prądach. Różnica zdań wypływa przypuszczalnie stąd, że niektóre konstrukcje przełączników nadają się tylko do nieduży ch prądów.

W niektórych konstrukcjach przełączników szybko działających oporowych na skutek dużego zbliżenia styków może nastąpić przerzucenie łuku ze styków spoczynkowych na pomocnicze (jeśli łuk nie zgaśnie po pierwszej połówce okresu), co utrudnia zgaszenie łuku (na skutek wytworzenia się łuku zwierającego 1 stopień regulacji) oraz zwiększa erozję styków.

W oporowych przełącznikach nie można stosować zbyt dużej prędkości ruchu mechanizmu, gdyż musi istnieć wystarczający czas między zgaszeniem łuku przez jedne styki a rozwarciem styków następnych. Z tego powodu całkowity czas przełączania nie może być skrócony poniżej 1/25 s przy szybko działających przełącznikach oporowych, pracujących przy częstotliwości 50 Hz. W przełącznikach zaczepów przeznaczonych do pracy w sieci na $16^2/_3$ Hz czas przełączania musi być 3-krotnie dłuższy, niż w przełącznikach przeznaczonych dla częstotliwości 50 Hz. Konieczność ograniczenia prędkości działania oporowych przełączników stwarza trudności zbudowania tych przełączników na bardzo duże prądy, gdyż trudno jest skonstruować migowy oporowy przełącznik, w którym prędkość otwierania styków byłaby niezależna od prędkości przełączania.

W literaturze technicznej rozważa się często zagadnienie możliwości działania przełącznika zaczepów w przypadku, gdy po stronie wtórnej transformatora istnieje zwarcie. Zbieganie się momentu zwarcia z potrzebą zmiany zaczepu jest niezmiernie mało prawdopodobne i dlatego istnieje ogólne przekonanie, że nie ma potrzeby obliczania przełącznika na taki przypadek. Jednak liczne zakłady produkujące przełączniki przewidują zabezpieczenie na ten przypadek. Zabezpieczenie polega przeważnie na takim urządzeniu ochrony przekaźnikowej, żeby uruchomienie napędu w chwili istnienia zwarcia było niemożliwe, w razie zaś powstania zwarcia po uruchomieniu napędu, nastąpiło samoczynne obustronne odłączenie transformatora przed przełączeniem (migowym).

Przy przełączaniu podczas zwarcia występuje w przełączniku nie tylko duży prąd, lecz również duże napięcie powrotne, co znacznie utrudnia zgaszenie łuku. Napięcie powrotne jest szczególnie duże w przełącznikach oporowych, w których jest ono proporcjonalne do prądu zwarciowego. W przełącznikach dławikowych warunki gaszenia łuku przy zwarciu są na ogół korzystniejsze, gdyż na skutek nieliniowości charakterystyki magnesowania napięcie powrotne nie może osiągać zbyt dużych wartości. Napięcie powrotne wzrasta dużo wolniej niż prąd zwarcia. Przy pracy w warunkach znamionowych dławikowy przełącznik mocy musi być na ogół obliczony na większą moc wyłączalną, niż podobny przełącznik oporowy, jeśli oba przełączniki mają mieć taką samą trwałość styków.

4. Mechanizm przełączania i mechanizm napędowy.

Istnieje duża różnorodność rozwiązań mechanizmu przełącznika. Wybieraki z reguły wykonywa się obecnie w ten sposób, że styki nieruchome są rozmieszczone na obwodzie koła, styki zaś ruchome wykonują ruch obrotowy. Stosowane dawniej wybieraki o prostoliniowym ruchu styków ruchomych wyszły obecnie zupełnie z użycia, gdyż wymagają skomplikowanego mechanizmu przesuwającego styki i mają duże wymiary. Przy wybieraku o prostoliniowym ruchu styków trudno jest zastosować przełącznik uzwojenia regulacji zgrubnej, gdyż nie udaje się łatwymi środkami uzyskać dwukrotnego obiegu szczotki wybieraka w tym samym kierunku przez wszystkie położenia.

Można rozróżnić trzy konstrukcje wybieraków o ruchu obrotowym: 1) konstrukcja klatkowa, 2) konstrukcja płytowa, 3) konstrukcja rurowa.

Konstrukcja klatkowa, która polega na tym, że styki nieruchome umocowane są do pionowych listew bakielitowych, znalazła rozpowszechnienie przy konstrukcjach wybieraków na najwyższe napięcia; odznacza się ona dobrymi własnościami izolacyjnymi, lecz niewielką wytrzymałością mechaniczną. Wprost przeciwne własności ma konstrukcja druga, która również bywa stosowana przy najwyższych napięciach. Konstrukcja rurowa jest stosowana przy średnich napięciach i małych mocach (Jansen).

Wszyscy konstruktorzy stosują mechanizm dla nadania zmiennej prędkości ruchu szczotkom wybieraka. Urządzenie to ma na celu skrócenie czasu trwania przełączenia wybieraka oraz stworzenie martwego biegu mechanizmu napędowego wybieraka w położeniach spoczynkowych. Należy wymienić stosowane w tym celu następujące mechanizmy: mechanizm maltański lub gwiazdowy; przekładnie zębate o niepełnej liczbie zębów lub o niekołowym kształcie wieńca. Najczęściej bywa stosowany mechanizm maltański lub gwiazdowy, gdyż odznacza się tym, że łatwo jest uzyskać martwy bieg mechanizmu napędzającego przez stosunkowo duży kąt obrotu, że pracuje bez uderzeń i dokładnie ustala położenia styków ruchomych niezależnie od kierunku przełączania. Przekładnia zębata o niepełnej liczbie zębów pracuje z silnymi uderzeniami, jest jednak łatwa do wykonania. Przekładnie zębate o niekołowym kształcie wieńca (np. eliptycznym) bywają rzadko stosowane ze względu na trudność wykonania i brak położenia o martwym biegu wałka pędzącego.

Istnieje duża różnorodność rozwiązań konstrukcji przełącznika. W przełącznikach wolno przełączających styki ruchome są umocowane do dźwigien sterowanych przy pomocy układu krzywek. Jest to mechanizm stosunkowo prosty w porównaniu ze stosowanym w przełączniku o działaniu migowym. Przełączniki migowe mają różne rozwiązania konstrukcyjne, we wszystkich jednak napęd przełącznika następuje od

układu sprężyn. Mechanizm jest tak obliczony, że w czasie naciągania sprężyn układ ruchomy jest zablokowany. Wraz z naciąganiem sprężyny ulegają przestawieniu, które doprowadza układ ruchomy do odblokowania i samoczynnego przełączenia.

Stosuje się kilka różnych mechanizmów układu ruchomego przełącznika migowego, powtarzających się z pewnymi modyfikacjami we wszystkich rozwiązaniach. Najważniejsze z nich są następujące: 1) mechanizm dwuwahliwy, 2) mechanizm cykloidalny, 3) mechanizm obrotowy. Odmiany 1) i 2) znalazły szerokie rozpowszechnienie w rozwiązaniach Jansena, natomiast odmiana 3), podobna pod względem konstrukcji do wybieraków obrotowych, wychodzi z użycia, gdyż nie gwarantuje pewnej pracy (możliwość zacięcia, trudność uzyskania wystarczającej prędkości przełączania itp.). Mechanizm dwuwahliwy (klasyczna konstrukcja Jansena) znajduje zastosowanie przy wszelkich napięciach w przełącznikach gwiazdowych i fazowych; bywa stosowany w przełącznikach z jednym lub dwoma opornikami stopniowymi (AEG, Siemens). Mechanizm cykloidalny był stosowany dawniej w przyłącznikach na małe moce i średnie napięcia (Reinhausen); ostatnio znalazł zastosowanie nawet przy najwyższych napięciach (Elin, Skoda).

Mechanizm napędowy przełącznika zaczepów *) pod obciążeniem bywa najczęściej umieszczany na ścianie bocznej skrzyni transformatora. Istnieją również konstrukcje przełączników zaczepów, w których mechanizm napędowy jest dobudowany do przełącznika (nowsze konstrukcje BBC, Reinhausen itp.). Mechanizm napędowy może zawierać element magazynujący energię mechaniczną (koło zamachowe, sprężyna) lub może być zbudowany w ten sposób, że ruch silnika, lub korby napędowej przenosi się bezpośrednio na wał napędowy przełącznika. Mechanizmy napędowe z elementem magazynującym energię znajdują zastosowanie przy niektórych wolnodziałających przełącznikach. W przełącznikach zaczepów o działaniu migowym stosuje się z reguły napędy o działaniu bezpośrednim. Całkowity czas przełączania waha się zwykle w granicach od 2 do 5 s. W przełącznikach migowych całkowity czas przełączania może być dłuższy niż w przełącznikach wolnoprzełączających, gdyż nie wpływa on na czas obciążenia opornika stopniowego.

Sygnalizacja na odległość położenia przełącznika odbywa się w starszych konstrukcjach przy pomocy lampek sygnalizacyjnych, lub członu pomiarowego oporowego, połączonego z omomierzem **), a w nowszych konstrukcjach przy pomocy selsynów.

5. Zagadnienia eksploatacyjne.

Z punktu widzenia eksploatacji najważniejszym zagadnieniem jest pewność ruchu urządzenia. Przełącznik zaczepów jest zwykle najmniej pewnym w działaniu elementem transformatora. Dla zmniejszenia prawdopodobieństwa zakłóceń w pracy zaleca się częste rewizje wewnętrzne i usuwanie w porę uszkodzeń.

Podczas rewizji należy dokonać: 1) wymiany zużytych części, 2) wymiany oleju w przełączniku, 3) sprawdzenie stanu powierzchni styków, 4) sprawdzenie, czy przełączanie odbywa się w przewidzianej przez konstruktora kolejności i z zachowaniem prawidłowych odstępów między kolejnymi czynnościami oraz czy wielkość luzów w mechanizmie nie przekracza granic dopuszczalnych.

Podjęcie decyzji co do zachowania właściwej kolejności i co do wielkości luzów w mechanizmie wymaga gruntownej znajomości idei konstruktora i jest bardzo trudne, jeżeli nie ma odpowiednich instrukcji wytwórni przełączników. Dotyczy do szczególnie przełączników oporowych o działaniu migowym, w których położenia styków są regulowane i przy nieprawidłowym położeniu śrub regulacyjnych przełączenie może nastąpić w sposób nieprawidłowy.

Zakłady produkcyjne zalecają różną częstość rewizji dla swych przełączników; waha się ona zwykle w granicach od kilku do kilkunastu tysięcy przełączeń.

Najczęściej spotyka się w eksploatacji następujące uszkodzenia przełączników zaczepów: 1) wadliwe działanie mechanizmu (pęknięcie sprężyn, zacięcie się lub połamanie części, zespawanie się styków i inne), 2) wybuch, 3) elektryczne przebicie izolacji. Przeciw uszkodzeniom 1) i 2) stosuje się niekiedy odpowiednie zabezpieczenia przekaźnikowe. Polegają one przeważnie na zainstalowaniu przekaźnika czasowego, który odłącza samoczynnie obustronnie transformator, jeżeli przełączenie po określonym dla danego typu przełącznika czasie nie zostanie doprowadzone do końca. Przyczyną wybuchu może być zła styczność w stykach spoczynkowych oraz zerwanie się sprężyny w migowym przełączniku mocy. Zabezpieczenie przed skutkami takich uszkodzeń jest na ogół dość trudne. Konstruktorzy czescy zalecają w tym celu zastosowanie przekaźników fotoelektrycznych. Zabezpieczenie przed skutkami przebicia izolacji przełącznika zaczepów oraz przed skutkami wybuchu polega przeważnie na zastosowaniu przekaźnika gazowo-podmuchowego, przy czym można zastosować kilka takich przekaźników dla ochrony różnych części przełącznika.

Z punktu widzenia eksploatacji duże znaczenie ma łatwość dostępu do różnych miejsc przełącznika. Niektórzy konstruktorzy przewidują w celu ułatwienia dostępu umieszczenie całego przełącznika w oddzielnej skrzyni, przy czym olej transformatora nie ma połączenia z olejem przełącznika. Umożliwia to przeprowadzenie rewizji układu wybieraków bez wylewania oleju z transformatora. Rozwiązanie takie bywa stosowane przy niezbyt wysokich napięciach. Większość konstruktorów godzi się z utrudnionym dostępem do wybieraków, nie rezygnując jednak z łatwego dostępu do przełącznika obciążeniowego bez demontażu transformatora.

Duże trudności mogą powstać przy eksploatacji przełączników zaczepów w niskich temperaturach. W wyniku powiększenia się lepkości oleju w przełączniku oraz smaru w łożyskach występuje zwykle zwolnienie ruchu mechanizmu, które powoduje z kolei utrudnienie gaszenia łuku oraz większe obciążenie oporników stopniowych. Możliwości zacięcia się napędu przełącznika przy niskich temperaturach można uniknąć stosując grzejniki wmontowane w napęd. Korzystnie wpływa na jakość działania przełącznika umieszczenie go w naczyniu zanurzonym w oleju transformatora, gdyż olej transformatora spełnia w tym przypadku rolę czynnika ogrzewającego przełącznik.

6. Próby.

Próby z przełącznikami zaczepów można podzielić na trzy rodzaje: 1) próbę typu, 2) próbę poszczególnych zespołów i podzespołów, 3) próbę wyrobu.

Najważniejszą próbą typu jest próba przełączania przy obciążeniu znamionowym. Ma ona na celu zbadanie zdolności gaszenia łuku przez przełącznik obciążeniowy. Wierne odtworzenie warunków pracy znamionowej przełącznika zaczepów w laboratorium jest trudne, gdyż trzeba do przełącznika doprowadzić napięcie zaczepowe oraz imitować obwód zewnętrzny transformatora, w którym płynie prąd obciążeniowy. Najczęściej stosuje się próby zastępcze, polegające na przełączaniu po doprowadzeniu odpowiednio przeliczonych napięć do przełącznika zaczepów [3]. Zaleca się zwykle wykonanie bez uszkodzeń 1000 przełączeń. Podczas przełączania zdejmuje się oscylogramy prądów i napięć w różnych częściach przełącznika i na podstawie tych oscylogramów ocenia się prawidłowość jego konstrukcji.

Analogiczną próbę, lecz przy większej liczbie przełączeń (kilkanaście tysięcy), przeprowadza się dla określenia trwałości styków oraz stopnia zanieczyszczenia oleju. Po znacznej liczbie przełączeń, następujących bezpośrednio po sobie z prędkością określoną przez konstrukcję przełącznika, sprawdza się, czy wzrost temperatury oporników stopniowych i oleju w przełączniku nie wykracza poza dopuszczalne granice.

Dla zbadania trwałości poszczególnych części przełącznika wykonuje się przewidzianą przez konstruktora liczbę przełączeń (zwykle ok. 100 000) i sprawdza się stopień zużycia poszczególnych części.

Próbę termiczną styków i dynamiczną konstrukcji przełącznika wykonywa się przy 30-krotnym prądzie znamionowym w ciągu 5 sekund [3, 9], po czym bada się odkształcenia przełącznika i stan styków. Próba ta, mająca szczególnie duże znaczenie dla przełączników fazowych, przeznaczonych do pracy w autotransformatorach, dotyczy zarówno przełącznika obciążeniowego jak i wybieraka oraz przełącznika uzwojenia regulacji zgrubnej. Jakość styczności sprawdza się przy pomocy próby prądem znamionowym. Ustalona temperatura styków nie powinna przekraczać dopuszczalnej (np. 80°C).

*) Pod taką nazwą mamy tu na myśli mechanizm, umożliwiający uruchamianie przełącznika zaczepów przy pomocy korby lub silnika. Przez mechanizm przełączania rozumie się urządzenie sterujące ruchem styków.

**) Konstrukcja urządzenia jest następująca: w napędzie przełącznika znajduje się opornik z zaczepami, przy czym przełączanie opornika odbywa się jednocześnie ze zmianą zaczepu transformatora; wartość oporu mierzy się omomierzem wyskalowanym w położeniach przełącznika.

Dla sprawdzenia stanu izolacji prototypu przełącznika wykonywa się próbę napięciową. W tym celu należy umieścić przełącznik w skrzyni z olejem o takich wymiarach, aby zapewnić wystarczające odległości izolacyjne do ścianek skrzyni. W skrzyni należy umieścić izolator przepustowy dla wprowadzenia do wnętrza napięcia probierczego. Liczbą dokonanych pomiarów musi być znaczna, gdyż próby winny odbywać się przy różnych położeniach przełącznika, przy czym napięcie probiercze powinno być doprowadzane do izolacji między różnymi częściami. Napięciem o częstotliwości 50 Hz wystarczy sprawdzić izolację względem skrzyni, natomiast napięciem udarowym należy wykonywać próbę izolacji zarówno doziemnej, jak i wewnętrznej. Co do niezbędnego zakresu prób typu nie ma dotychczas uzgodnionych zdań. Istnieje rozbieżność poglądów zarówno co do rodzaju prób, jak i co do wymagań.

Próby poszczególnych zespołów i podzespołów są to próby fabrykacyjne, dotyczące mechanicznych właściwości elementów przełącznika. Próby te zależą od typu przełącznika i trudno jest określić w sposób ogólny ich niezbędny zakres. Najważniejsze z tych prób są następujące: a) pomiar właściwości mechanicznych sprężyn przed wmontowaniem ich do przełącznika, b) zbadanie wielkości luzów w mechanizmie, c) sprawdzenie odległości międzystykowych w różnych położeniach mechanizmu, d) pomiar prędkości przełączania, e) sprawdzenie prawidłowości montażu, f) sprawdzenie szczelności zbiornika olejowego przełącznika.

Celowość i charakter prób wymienionych w punktach a), b), d), e), f) są oczywiste. Wątpliwości może jedynie budzić punkt c). Próby podane w tym punkcie dotyczą zarówno wybieraka, jak i przełącznika. Pomiar odległości międzystykowych wybieraka wykonywa się celem sprawdzenia, czy odległości izolacyjne są zachowane. W przełączniku obciążeniowym odległości w różnych położeniach są ważne nie tylko z punktu widzenia izolacyjnego, lecz również z punktu widzenia kolejności przełączania. W niektórych typach przełączników przez zmianę położenia styków (położenie styków może być regulowane) można zmienić kolejność przełączania, a tym samym sposób działania przełącznika. Przy nieprawidłowym wyregulowaniu położenia styków zgaszenie łuku w przełączniku może być utrudnione lub nawet uniemożliwione.

Próby wyrobu odbywają się zwykle na przełączniku wmontowanym do transformatora.

Najważniejszą probą jest wykonanie przez przełącznik wbudowany do transformatora określonej liczby przełączeń (zwykle ok. 100). Dla stworzenia w przełączniku warunków pracy zbliżonych do znamionowych przełączeń dokonywa się na transformatorze wzbudzonym do napięcia znamionowego lub na transformatorze obciążonym prądem znamionowym w stanie zwarcia. Próba napięciowa transformatora jest jednocześnie próbą dla przełącznika. Przy próbach napięciowych transformatorów regulacyjnych należy uwzględnić poziom izolacji przełącznika, który nieraz bywa obniżony. Próbę napięciową wykonywa się przy tym położeniu przełącznika zaczepów, przy którym zagrożenie izolacji jest największe.

Decyzje co do zachowania koordynacji izolacji między przełącznikiem zaczepów i transformatorem podejmuje się na podstawie porównania oscylogramów napięć udarowych, występujących w uzwojeniach regulacyjnych, z wynikiem próby udarowej przełącznika zaczepów.

W latach 1946—1950 opracowano i wykonano prototyp krajowego przełącznika zaczepów pod obciążeniem na napięcia znamionowe 30 kV i prąd 400 oraz 1000 A. Jest to przełącznik fazowy wolnoprzełączający z opornikiem stopniowym. Początkowo przełącznik był wykonany jako wnętrzowy; obecnie w toku są prace nad przystosowaniem go do pracy napowietrznej.

Próby prototypu, przeprowadzone w roku 1950, wykazały, że przełącznik był zaprojektowany prawidłowo. Obecnie w toku są wstępne prace nad uruchomieniem produkcji przełączników zaczepów do transformatorów 110-kilowoltowych.

LITERATURA

[1] Blume L. F., Bevley L. V. Switching surges with transformer load ratio control contactors (AIEE Trans., 1937, 1464)
[2] Chołomskij W. G. Primienienje riegulirujemych transformatorow w elektriczeskich sietiach (Moskwa, 1950)
[3] Frowein E. A., De Kuyper C. E. M. Essais de changeurs de prises des transformateurs en charge (CIGRÉ, 1954, 144)
[4] Ignacz P. Zasady konstrukcji transformatorów regulacyjnych (w języku węgierskim), Budapeszt, 1952
[5] Kelasz J. Przepięcia w uzwojeniach regulacyjnych transformatora (Zeszyty Naukowe Politechniki Warszawskiej, 1954, 8)
[6] Kondachczan W. S. Eksploatacja transformatorow (Moskwa, 1950)
[7] Kronchaus J. S. Moszcznyje transformatory s regulirujemym pod nagruzkoj napriażenjem (Moskwa, 1940)
[8] Lech W. i Kelasz J. O możliwości obniżenia izolacji przełączników zaczepów pod obciążeniem w sieci krajowej 110-kilowoltowej (ob. referat w niniejszym zeszycie)
[9] Manzinger H. Der Stand der Entwicklung und das betriebliche Verhalten der Lastschalter an Regeltransformatoren (Elin Zeischrift, 1951, Nr 3, 65)
[10] Reiche W. Untersuchungen an einem schellschaltenden Lastschalter für Stufenregeltransformatoren (ETZ, 1938, 7)
[11] Rippon E. C. L'équipment de réglage en charge des transformateurs (CIGRÉ, 1954, 103)
[12] Rossier Cl. Dielectric stresses occuring in the on load tapchanging gear of transformers (CIGRÉ, 1950, 115)

XVII

MGR INŻ. KAZIMIERZ WILCZYŃSKI

Obliczanie mechaniczne dławików przeciwzwarciowych

621.316.91:621.318.4.001.2

Treść. Omówiono jeden z najtrudniejszych problemów projektowania dławików przeciwzwarciowych — metodę obliczeń mechanicznych dławika na siły działające przy zwarciu. Podano praktyczne zastosowanie metody Haka do analizy zjawisk powstających przy zwarciu w poszczególnych elementach konstrukcyjnych dławika.

Механический расчет дроссельных катушек для защиты от коротких замыканий. Обсуждается один из наиболее трудных вопросов при проектировании этих катушек. Представлено практическое использование теории Гака для анализа явлений, которые выступают при коротком замыкании в отдельных элементах конструкции катушки.

Mechanical computation of short circuit choking coils. The author deals with one of the most difficult problems in the designing of short circuit choking coils — the method of mechanical computation of choking coils in respect of forces developed in the case of short circuit. He refers to the practical applicability of Hak's method for analysing phenomena occurring, in the case of short circuit, in the individual constructional elements of choking coils.

Projektowanie dławików przeciwzwarciowych wymaga opracowania następujących zagadnień:

1) ustalenie parametrów serii dławików, z punktu widzenia gospodarczego,

2) ustalenie wymiarów geometrycznych cewek i przekroju drutu nawojowego przy zadanej indukcyjności i prądzie znamionowym,

3) obliczenie strat z uwzględnieniem strat dodatkowych w uzwojeniu i w konstrukcji żelaznej użytej do budowy dławika,

4) sprawdzenie przyrostów temperatury przy pracy znamionowej,

5) sprawdzenie przyrostów temperatury przy zwarciu,

6) wytrzymałościowe obliczenie mechaniczne na siły udarowe powstałe przy zwarciu.

Z tej listy zagadnień w ramach niniejszego referatu szczegółowo opracowano jedynie temat szósty, najciekawszy zresztą pod względem naukowym.

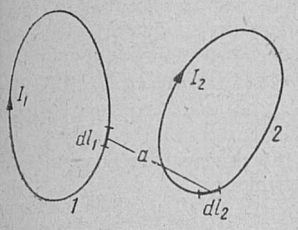
Zagadnienie sił działających przy zwarciu między poszczególnymi cewkami lub zwojami, można sprowadzić do najprostszego wypadku sił działających między dwoma krążkami. Wyjściowym równaniem służącym do obliczenia siły jest stosunek elementarnego algebraicznego przyrostu energii — przy przesunięciu krążka w dowolnym kierunku — do tego elementarnego przesunięcia:

$$P_x = \frac{\partial W}{\partial u_x}.$$

Energia dwóch krążków, przez które płyną prądy i wynosi:

$$W = 1/2\ (L_1 + L_2)\ i^2 + Mi^2,$$

gdzie M — indukcyjność wzajemna krążków, L_1, L_2 — indukcyjności własne krążków. Ponieważ jednak przy przesunięciu krążków względem siebie zmienia się jedynie indukcyjność wzajemna, przeto zagadnienie liczbowego ujęcia siły pochodzącej od krążka sąsiedniego, sprowadza się do ustalenia indukcyjności wzajemnej krążków w dowolnym położeniu względem siebie.



Rys. 1. Dwa krążki w dowolnym położeniu

Dla wyprowadzenia odpowiednich wzorów przyjmujemy dwa krążki *1* i *2*, z płynącymi przez nie prądami I_1 i I_2 (rys. 1). Strumień przechodzący przez krążek *1*, a pochodzący od krążka *2* wynosi:

$$\Phi_{12} = \int_{S_1} \overline{B_2} \cdot \overline{dS_1},$$

gdzie B_2 — indukcja magnetyczna wytworzona przez krążek 2 wewnątrz krążka *1*,

dS_1 — elementarna powierzchnia krążka *1*.

Wprowadziwszy do wzoru przekształcenie Stokesa dla zastąpienia całki powierzchniowej liniową, otrzymamy:

$$\Phi_{12} = \oint_{l_1} \overline{A_2} \cdot \overline{dl_1},$$

gdzie A_2 — wektor potencjału pola magnetycznego pochodzącego od krążka *2*,

dl_1 — elementarna długość obwodu krążka *1*.

Ponieważ z drugiej strony wiadomo, że wektor potencjału wynosi:

$$A_2 = \frac{\mu_0 \cdot I_2}{4\pi} \oint_{l_2} \frac{\overline{dl_2}}{a},$$

gdzie μ_0 — przenikalność magnetyczna ośrodka,

I_2 — prąd w obwodzie krążka *2*,

dl_2 — elementarna długość obwodu krążka, *2*,

a — odległość obu elementów długości,

przeto po podstawieniu do wzoru otrzymamy:

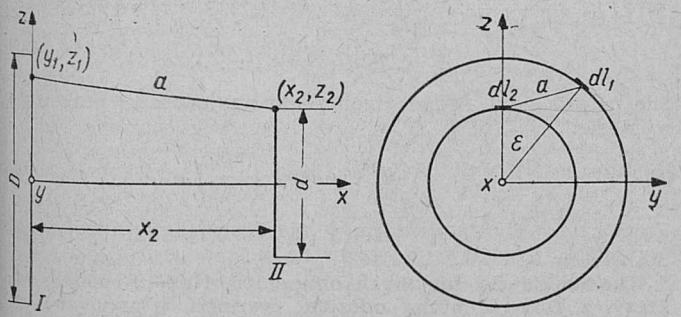
$$\Phi_{12} = \int_{S_1} \overline{B_2} \cdot \overline{dS_1} = \oint_{l_1} \overline{A_2}\ \overline{dl_1} = \oint_{l_1} \overline{dl_1} \oint_{l_2} \frac{\mu_0 I_2}{4 \cdot \pi}\ \overline{dl_2}$$

oraz

$$\Phi_{12} = \frac{\mu_0 I_2}{4\pi} \oint_{l_1} \oint_{l_2} \frac{\overline{dl_1} \cdot \overline{dl_2}}{a}.$$

Stąd indukcyjność wynosi

$$M_{12} = M_{21} = \frac{\mu_0}{4\pi} \oint_{l_1} \oint_{l_2} \frac{\overline{dl_1} \cdot \overline{dl_2}}{a},$$



Rys. 2. Dwa krążki koncentryczne

lub przy zastosowaniu układu cgs, dla którego $\mu_0 = 4\pi$ nanohenrów/cm,

$$(1) \qquad M_{12} = M_{21} = \oint_{l_1} \oint_{l_2} \frac{\overline{dl_1} \cdot \overline{dl_2}}{a}.$$

Zastosujemy teraz wyprowadzony wzór do obliczenia indukcyjności wzajemnej dwóch koncentrycznych krążków o różnych średnicach (rys. 2). Za punkt wyjścia weźmy wzór (1) w postaci iloczynu skalarnego:

$$M_{12} = M_{21} = M = \oint_{l_1} \oint_{l_2} \frac{dl_1 \cdot dl_2}{a} \cos \varepsilon,$$

gdzie ε — kąt zawarty między elementarnymi długościami $\overline{dl_1}$ i $\overline{dl_2}$. Stąd po podstawieniu odpowiednich wartości

$$M = \oint_{l_2} dl_2 \oint_{l_1} \frac{dl_1 \cdot \cos \varepsilon}{a} = \pi \cdot d \cdot \int_0^{2\pi} \frac{\frac{D}{2} \cdot \cos \varepsilon \cdot d\varepsilon}{\sqrt{x_2^2 + y_1^2 + (z_2 - z_1)^2}}.$$

Wyrażenie w mianowniku można przekształcić jak niżej:

$$x_2^2 + y_1^2 + (z_2 - z_1)^2 = x_2^2 + y_1^2 + z_2^2 + z_1^2 - 2 z_1 \cdot z_2 =$$

$$= x_2^2 + \frac{D^2}{4} + \frac{d^2}{4} - 2\,\frac{D}{2} \cdot \frac{d}{2} \cdot \cos \varepsilon,$$

gdyż $z_1^2 + y_1^2 = \frac{D^2}{4}$, $\quad z_2 = \frac{d}{2}$, $\quad z_1 = \frac{D}{2} \cdot \cos\varepsilon$,

a więc

$$M = \pi \cdot d \int_0^{2\pi} \frac{\frac{D}{2} \cdot \cos \varepsilon\ d\varepsilon}{\sqrt{x_2^2 + \frac{D^2}{4} + \frac{d^2}{4} - \frac{Dd}{2} \cdot \cos \varepsilon}} =$$

$$= \frac{\pi\, dD}{2} \int_0^{2\pi} \frac{\cos \varepsilon\ d\varepsilon}{\sqrt{x_2^2 + \frac{D^2}{4} + \frac{d^2}{4} - \frac{Dd}{2} \cos \varepsilon}}.$$

Jeżeli założyć, że $\varepsilon = \pi - 2\varphi$ oraz $\frac{D}{2} = R$ i $\frac{d}{2} = r$, to po przekształceniu i uporządkowaniu wyrazów otrzymamy:

$$M = 4\pi \cdot \sqrt{R\, r} \cdot k \int_0^{\frac{\pi}{2}} \frac{2 \cdot \sin^2 \varphi - 1}{\sqrt{1 - k^2 \cdot \sin^2 \varphi}}\, d\varphi,$$

We wzorze tym:

$$k^2 = \frac{4 \cdot r \cdot R}{x_2^2 + (r + R)^2} = \frac{4 \cdot d \cdot D}{4 x_2^2 + (d + D)^2}.$$

Zakładając, że $\delta = \frac{d}{D}$ i $\xi = \frac{x}{D}$, otrzymamy ostateczny wzór na współczynnik:

$$(2) \qquad k^2 = \frac{4 \cdot \frac{d}{D}}{4 \cdot \frac{x_2^2}{D^2} + \left(\frac{d + D}{D}\right)^2} = \frac{4\,\delta}{4\,\xi^2 + (\delta + 1)^2}.$$

Jak widać, ostatnie wyrażenie na indukcyjność wzajemną krążków zawiera całkę eliptyczną, którą można rozwiązać metodą rozkładania na szeregi.

Jeżeli dla uproszczenia założymy, że $M = D \cdot \varphi$, to po rozwiązaniu otrzymamy następujące wyrażenie na funkcję φ:

$$\varphi = \sqrt{\delta}\, k^3\, \pi^2 \left\{ \frac{1}{8} + k^2 \cdot \frac{3}{32} + \ldots\ldots + \right.$$

$$\left. + k^{2n-2} \cdot \left[\frac{3 \cdot 5 \ldots (2n-1)}{2 \cdot 4 \ldots 2n}\right]^2 \frac{n}{n+1} \right\}$$

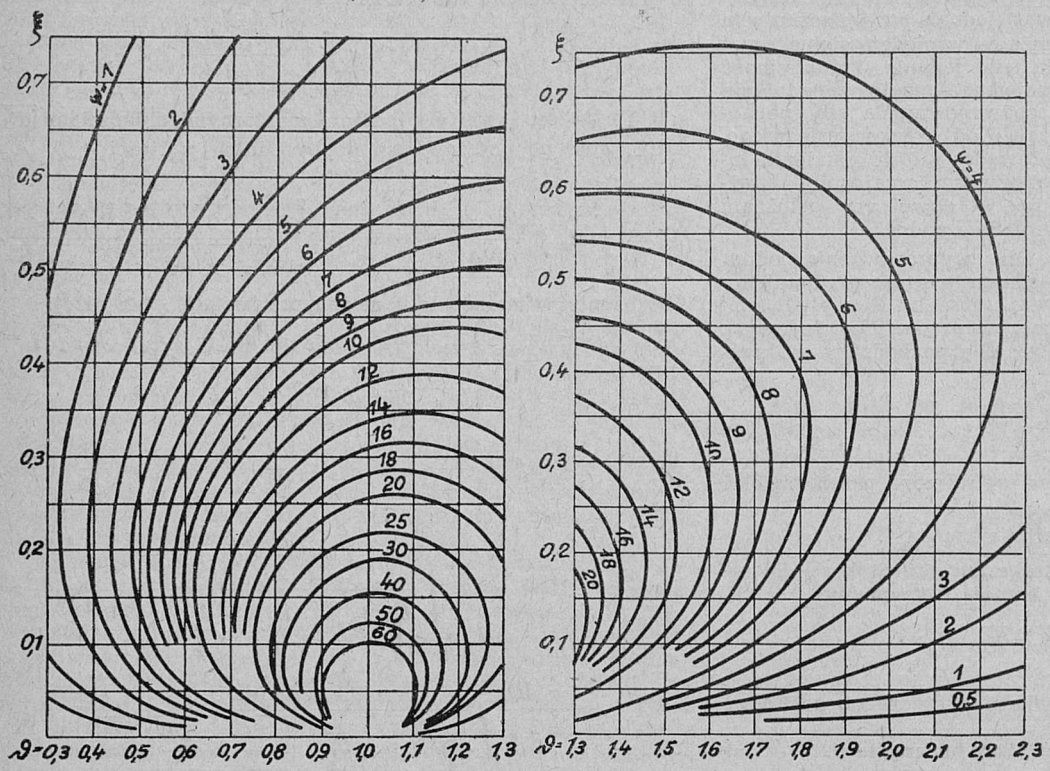
oraz po obliczeniu współczynników liczbowych:

$$(3) \qquad \varphi = \sqrt{\delta}\, k^3 \cdot (1{,}2337 + 0{,}92528\, k^2 + 0{,}72287\, k^4 + 0{,}5903\, k^6 + \ldots\ldots\ldots).$$

Całki eliptyczne mają te właściwości, że przy zmianie argumentu można otrzymać cały szereg rozwiązań na wartość φ. Przytoczymy tutaj jedno z nich.

Jeżeli założymy, że

$$k_1 = 1 - k^2 = \frac{(1-\delta)^2 + 4\xi^2}{(1+\delta)^2 + 4\xi^2},$$



Rys. 3 i 3a. Wykresy do obliczania siły osiowej krążków koncentrycznych

Ze skomplikowanej postaci tych wzorów wynika, że obliczanie funkcji φ jest bardzo żmudne. Aby uniknąć tej pracy J. Hak w książce pt. „Eisenlose Drosselspulen" podaje wykresy funkcji φ w zależności od δ i ξ (tutaj nie przytoczone).

Jak wspomniano wyżej, przy obliczaniu sił działających między krążkami, bierzemy za punkt wyjścia równanie energii

$$W = M \cdot i^2 + \frac{1}{2}(L_1 + L_2) \cdot i^2.$$

Różniczkując to wyrażenie otrzymamy

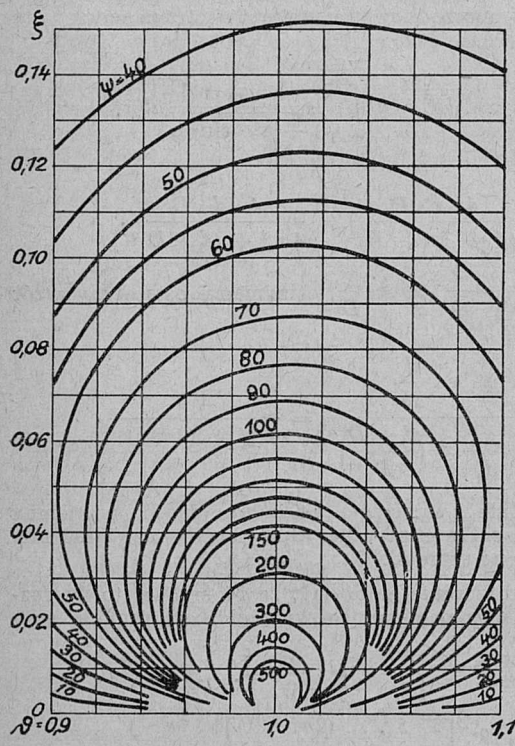
$$P_x = i^2 \frac{\partial M}{\partial u_x},$$

zaś dla prądu $i^2 = 1\ A^2$

$$P_x = \frac{\partial M}{\partial u_x}.$$

Przy pomocy podanego wyżej wzoru można otrzymać zarówno siłę osiową jak i promieniową, pochodzącą od krążka sąsiedniego, dobierając odpowiednio kierunek elementarnego przesunięcia. Przy przyjęciu prostokątnego układu przestrzennego składowa osiowa siły działającej między koncentrycznymi krążkami wyniesie:

$$\psi = \frac{\partial M}{\partial x} = \frac{\partial (D\varphi)}{\partial x} = \frac{\partial \varphi}{\partial \left(\frac{x}{D}\right)} = \frac{\partial \varphi}{\partial \xi}.$$



Rys. 4. Wykresy do obliczania siły osiowej krążków koncentrycznych

to otrzymamy rozwiązanie, które po obliczeniu współczynników liczbowych ma postać:

$$(4)\quad \varphi = \sqrt{\delta}\,\frac{1}{k_1}\,[(3{,}1416 + 0{,}7854\,k_1^2 + 0{,}0491\,k_1^4 + 0{,}0123\,k_1^6 + \ldots.)\ln\frac{1}{k_1^2} - (3{,}856 + 3{,}7484\,k_1^2 + 0{,}087\,k_1^4 + 0{,}0135\,k_1^6 + \ldots.)].$$

Ze wzorów (2) i (3), otrzymamy przy różniczkowaniu następujące wartości:

$$\frac{\partial (k^3)}{\partial \xi} = \frac{-(4\delta)^{\frac{3}{2}} \cdot \frac{3}{2} \cdot [(1+\delta)^2 + 4\xi^2]^{\frac{1}{2}} \cdot \xi \cdot 8}{[(1+\delta)^2 + 4\xi^2]^3} = \frac{-(4\delta)^{\frac{5}{2}} \cdot 12\,\xi}{4\delta[(1+\delta)^2 + 4\xi^2]^{\frac{5}{2}}} = -3\frac{\xi}{\delta}k^5.$$

Analogicznie biorąc za punkt wyjścia wzór na k^5, otrzymamy:

$$\frac{\partial (k^5)}{\partial \xi} = -5\frac{\xi}{\delta}k^7.$$

Po podstawieniu otrzymanych wartości do równania na siłę otrzymamy:

$$(5)\quad \psi = \frac{\partial \varphi}{\partial \xi} = -\frac{\xi}{\sqrt{\delta}} \cdot k^5 \cdot (3 \cdot 1{,}2337 + 5 \cdot 0{,}92528\,k^2 + 7 \cdot 0{,}72287\,k^4 + \ldots.).$$

Siła osiowa na 1 A^2 po przeliczeniu na jednostki praktyczne wyniesie:

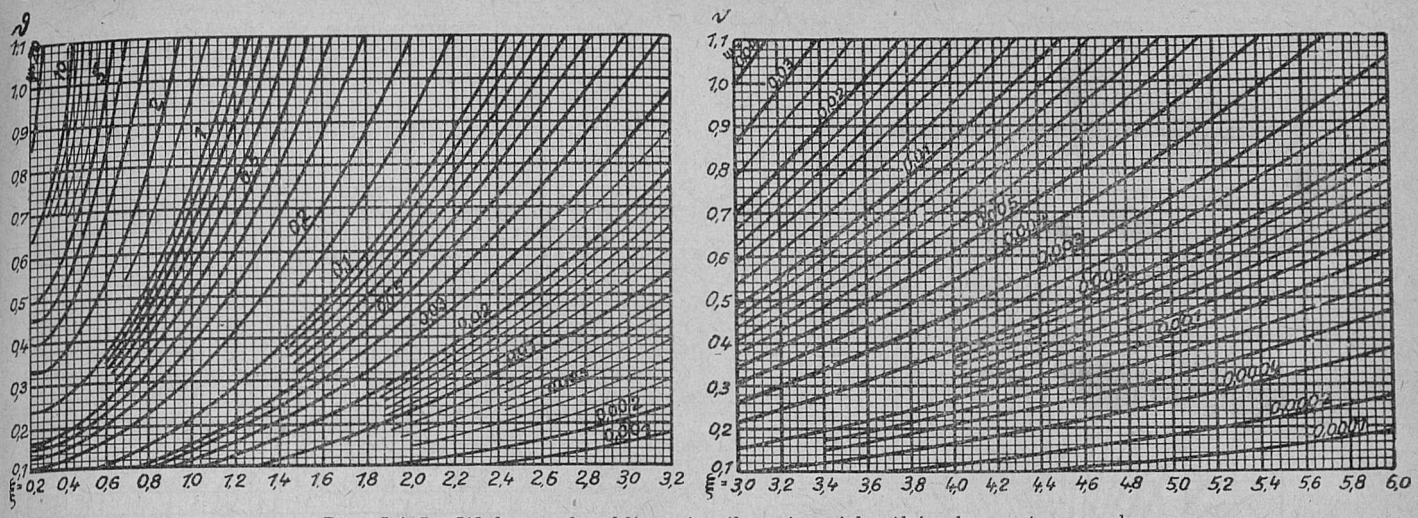
$$(6)\quad P_a = 1{,}02 \cdot \psi \cdot 10^{-8}\left(\frac{kG}{A^2}\right).$$

Przytoczony wyżej wzór na ψ nie jest jedyny i zależy od przyjętego wyjściowego wzoru na φ.

Dla uniknięcia żmudnych obliczeń J. Hak [2] podaje wykresy, z których można odczytać wartości ψ przy znanych wartościach δ i ξ. Wykresy te pokazane są na rys. 3, 4, 5.

Obliczona wg wzoru (6) siła P_a jest sumą wszystkich sił osiowych rozłożonych równomiernie na obwodzie. Bardzo często przy obliczeniu będziemy posługiwali się siłą p_a na 1 cm obwodu krążka

$$(7)\quad p_a = \frac{P_a}{\pi D}\left(\frac{kG}{A^2 \cdot cm}\right) \text{ lub } p_a' = \frac{P_a}{\pi d}\left(\frac{kG}{A^2 \cdot cm}\right).$$



Rys. 5 i 5a. Wykresy do obliczania siły osiowej krążków koncentrycznych

W identyczny sposób można wyprowadzić wzór na siłę promieniową pochodzącą od sąsiedniego krążka, różniczkując wyrażenie na indukcyjność w kierunku promienia krążka. Otrzymamy wtedy

$$\varkappa_1 = \frac{\partial M}{\partial\left(\frac{D}{2}\right)} = 2\,\frac{\partial M}{\partial D} = 2\,\frac{\partial (D\varphi)}{\partial D} = 2\left(\varphi + D\,\frac{\partial \varphi}{\partial D}\right),$$

$$\varkappa_2 = \frac{\partial M}{\partial\left(\frac{d}{2}\right)} = 2\,\frac{\partial M}{\partial d} = 2\left[\left(\frac{\partial D}{\partial d}\,\varphi + D\,\frac{\partial \varphi}{\partial d}\right)\right] =$$

$$= 2\left(\frac{\varphi}{\delta} + D\,\frac{\partial \varphi}{\partial d}\right).$$

Siły promieniowe $\varkappa_1$ i $\varkappa_2$ nie są sobie równe i nie mają fizycznego znaczenia, gdyż są one algebraiczną sumą sił działających na obwodzie krążka.

Siłę promieniową obliczmy jak poprzednio ze wzoru:

$$(8)\quad P_{r1} = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \varkappa_1;$$

$$P_{r2} = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \varkappa_2.$$

Siła działająca na 1 cm obwodu krążka wynosi:

$$(9)\quad p_{r1} = \frac{P_{r1}}{\pi\, D}$$

oraz

$$p_{r2} = \frac{P_{r2}}{\pi\, d}\ \left(\frac{\mathrm{kG}}{\mathrm{A^2 \cdot cm}}\right).$$

Wartości na $\varkappa$ dla znanych współczynników δ i ξ są podane na rys. 6 i 7 (wg J. Haka).

Oprócz siły promieniowej pochodzącej od pola obcego istnieje siła promieniowa od własnego pola krążka. Siłę tę można obliczyć różniczkując energię własną względem przesunięcia promieniowego:

$$(10)\quad P_r' = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1}{2}\,\frac{\partial L}{\partial\left(\frac{D}{2}\right)} = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \lambda,$$

gdzie $\lambda = \dfrac{\partial L}{\partial D}$.

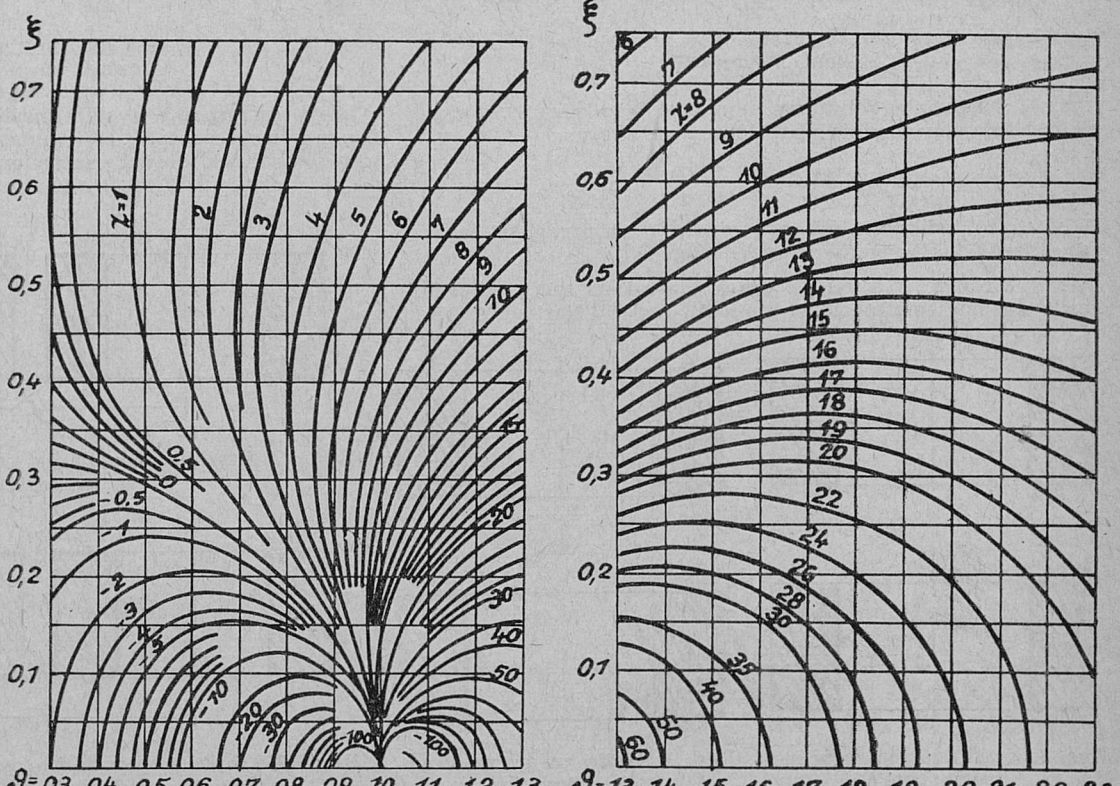
Rozwiązanie wzoru na λ będzie miało postać:

$$(11)\quad \lambda = 2\,\pi\left(\ln\frac{4\,D}{K_1} - 1\right),$$

gdzie D — średnica krążka (cm),

K_1 — współczynnik zależny od rodzaju przekroju przewodnika i jego wymiarów.

Dla przekroju kołowego $K_1 = 0{,}779 \cdot t$, gdzie t — średnica przewodu (cm). Dla przekroju profilowego $K_1 = 0{,}2235$ (a + b), gdzie a i b — wymiary przewodu profilowego (cm).



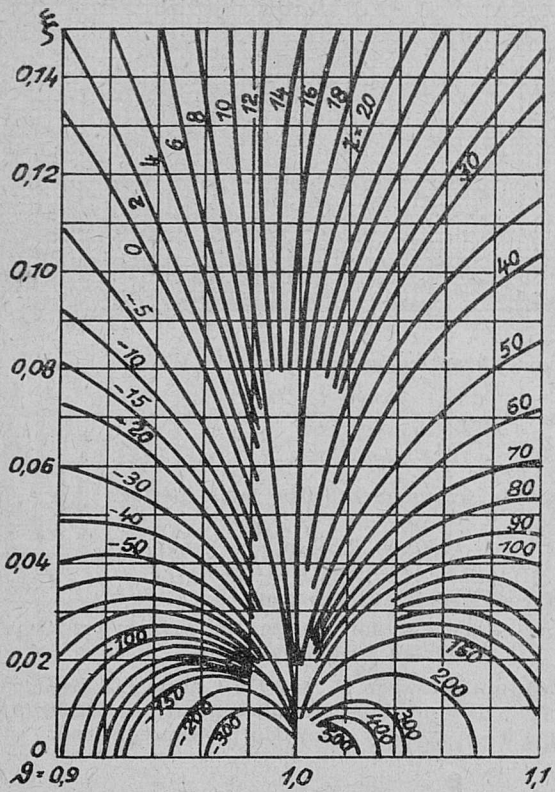
Rys. 6 i 6a. Wykresy do obliczania siły promieniowej krążków koncentrycznych

W dotychczasowych rozważaniach poznaliśmy siły działające między krążkami. Do obliczenia sił działających między cewkami można zastosować jedną z następujących metod.

Metoda przybliżona polega na tym, że przyjmuje się zamiast cewek krążek przechodzący przez środek ciężkości przekroju cewki o prądzie płynącym przez niego

$I_k = I \cdot z$, gdzie z — liczba zwojów cewki, a I — prąd płynący przez jeden zwój. W dalszym ciągu obliczenie przeprowadzamy jak dla krążków.

Metoda podana przez Lyle'a, gdzie zastępujemy rzeczywistą cewkę dwoma krążkami, z których każdy przechodzi przez środek ciężkości połowy przekroju cewki



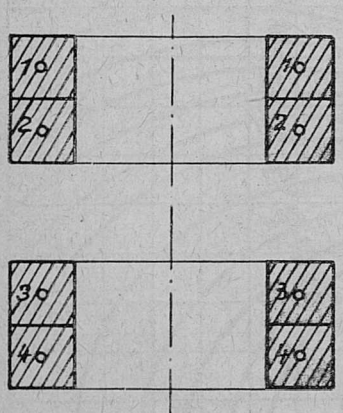
Rys. 7. Wykresy do obliczania siły promieniowej krążków koncentrycznych

(rys. 8). Następnie obliczamy siły działające między krążkami i znajdujemy średnią wartość siły ze wzoru:

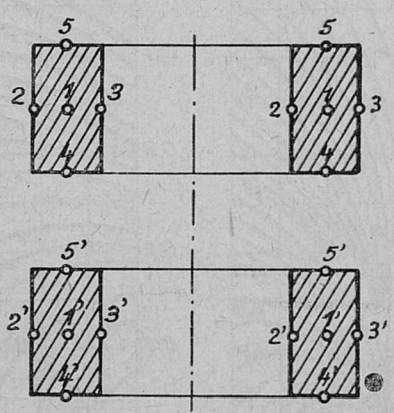
$$\psi_{śr} = \frac{\psi_{13} + \psi_{14} + \psi_{23} + \psi_{24}}{4}.$$

Dalszy ciąg obliczenia jak poprzednio, przy przyjęciu prądu zastępczego jak w metodzie przybliżonej.

Metoda Rayleigha polega na tym, że każdą cewkę zastępujemy pięcioma krążkami (rys. 9). Następnie obli-



Rys. 8. Krążki zastępcze w metodzie Lyle'a



Rys. 9. Krążki zastępcze w metodzie Rayleigha

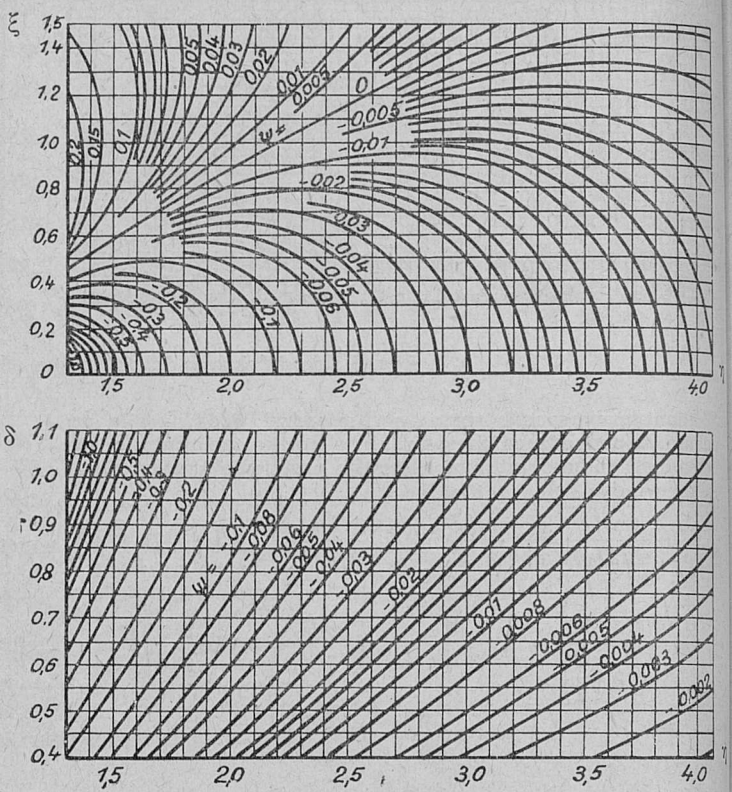
czamy siły działające między krążkami i znajdujemy średnią wartość ze wzoru *)

$$\psi_{śr} = \frac{1}{3}(\psi_{12'} + \psi_{13'} + \psi_{14'} + \psi_{15'} - \psi_{11'}).$$

Dalej liczymy jak w poprzednio podanych metodach.

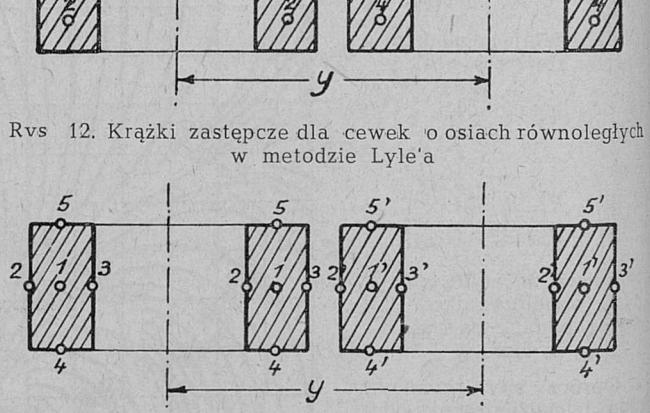
*) Por. J. Hak. Eisenlose Drosselspulen (str. 59, 60, 61, 97).

Podane wyżej wzory ujmują siły działające między koncentrycznymi krążkami i cewkami. Ponieważ przy produkowanych dławikach cewki są umieszczone względem siebie przeważnie koncentrycznie, wzory powyższe wystarczą do wykonania typowego obliczenia wytrzymałościowego dławika przy zwarciu.

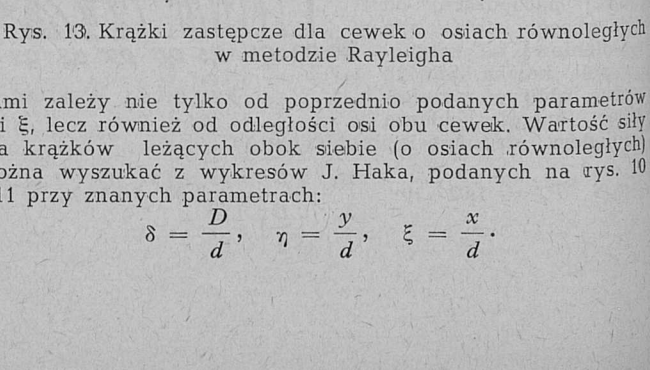


Rys. 10 i 11. Wykresy do obliczania siły między krążkami o osiach równoległych

Aby wyczerpać wszystkie możliwe przypadki, należy jeszcze rozpatrzyć sposoby obliczania siły w przypadku, gdy poszczególne cewki dławika są umieszczone obok siebie (co zdarza się niekiedy). Wartość siły działającej między takimi cew-



Rys 12. Krążki zastępcze dla cewek o osiach równoległych w metodzie Lyle'a



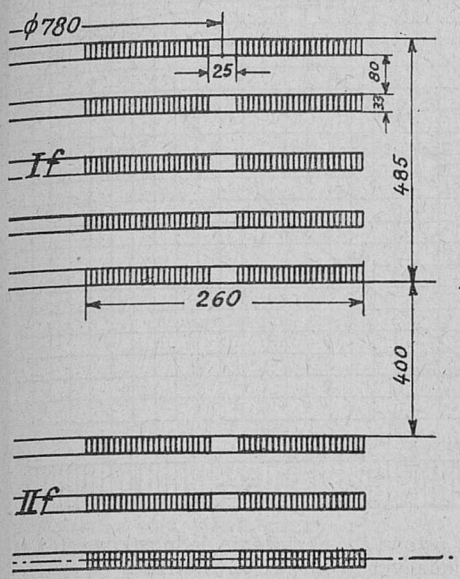
Rys. 13. Krążki zastępcze dla cewek o osiach równoległych w metodzie Rayleigha

kami zależy nie tylko od poprzednio podanych parametrów δ i ξ, lecz również od odległości osi obu cewek. Wartość siły dla krążków leżących obok siebie (o osiach równoległych) można wyszukać z wykresów J. Haka, podanych na rys. 10 i 11 przy znanych parametrach:

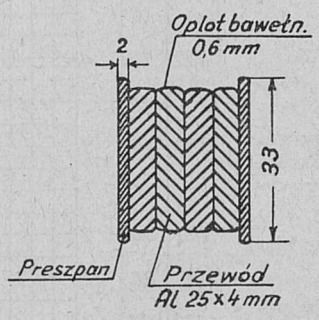
$$\delta = \frac{D}{d}, \quad \eta = \frac{y}{d}, \quad \xi = \frac{x}{d}.$$

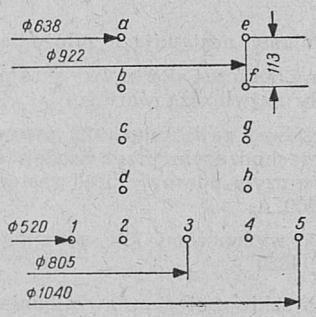
Jeżeli musimy obliczać siły dla takich cewek, postępujemy jak poprzednio stosując jedną ze znanych metod, a mianowicie metodę przybliżoną, polegającą na przyjęciu krążków przechodzących przez środek ciężkości przekroju cewek; metodę Lyle'a (rys. 12), przy czym wartość siły na 1 A^2 wynosi jak poprzednio:

$$\psi_{śr} = \frac{\psi 13 + \psi 14 + \psi 23 + \psi 24}{4};$$



Rys. 14. Szkic wymiarowy dławika DPa 6-490/6





Rys. 15 Układ zastępczy do obliczania sił osiowych

metodę Rayleigha (rys. 13), przy czym wartość siły na 1 A^2 wynosi jak poprzednio:

$$\psi_{śr} = \frac{1}{3}(\psi_{12'} + \psi_{13'} + \psi_{14'} + \psi_{15'} - \psi_{11'}).$$

Wzory i wykresy podane wyżej posłużyły do praktycznego obliczenia i przeanalizowania wytrzymałościowego dławika przeciwzwarciowego przy zwarciu. Aby zobrazować przydatność wymienionych wzorów do celów praktycznych, rozpatrzmy przykład obliczenia dławika aluminiowego produkcji polskiej (typ DPa 6-400/6).

Dane znamionowe i opis techniczny dławika na 6 kV, 400 A i spadek napięcia 6% (DPa 6-400/6). Jest to dławik trójfazowy z fazami umieszczonymi jedna nad drugą. Każda faza ma 55 zwojów wykonanych z czterech równoległych przewodów aluminiowych o wymiarach 25 mm × 4 mm każdy, przy czym zwoje są rozmieszczone w pięciu krążkowych cewkach po 11 zwojów w każdej. Każda cewka krążkowa ma szczelinę chłodzącą o szerokości 25 mm. Odstęp międzyfazowy wynosi 400 mm. Wymiary i rozłożenie cewek krążkowych przedstawiono na rys. 14. Odstęp między poszczególnymi cewkami jest utrzymywany przy pomocy ośmiu wstawek porcelanowych rozłożonych równomiernie na obwodzie o wymiarach 80×80×300 (mm).

Tablica I

Oddziaływ. na przewód 1 — 5 krążka	a	b	c	d	e	f	g	h	Ψ_{1-5}
$\delta_1 = \frac{d_{a-h}}{D_1}$	1,22	1,22	1,22	1,22	1,77	1,77	1,77	1,77	
$\xi_1 = \frac{-h}{D_1}$	0,87	0,65	0,435	0,218	0,87	0,65	0,435	0,218	
ψ_{1a-1h}	3	5	10	22	3	4,8	7	7	62
$\delta_2 = \frac{d_{a-h}}{D_2}$	1	1	1	1	1,45	1,45	1,45	1,45	
$\xi_2 = \frac{x_{a-h}}{D_2}$	0,71	0,53	0,355	0,178	0,71	0,53	0,355	0,178	
ψ_{2a-2h}	3,5	6,5	13	31	4,5	7	12	14	91,5
$\delta_3 = \frac{d_{a-h}}{D_3}$	0,79	0,79	0,79	0,79	1,15	1,15	1,15	1,15	
$\xi_3 = \frac{x_{a-h}}{D_3}$	0,56	0,42	0,28	0,14	0,56	0,42	0,28	0,14	
ψ_{3a-3h}	4,5	7,5	13	23	6,5	11	17,5	33	116
$\delta_4 = \frac{d_{a-h}}{D_4}$	0,69	0,69	0,69	0,69	1	1	1	1	
$\xi_4 = \frac{x_{a-h}}{D_4}$	0,49	0,367	0,245	0,122	0,49	0,367	0,245	0,122	
ψ_{4a-4h}	4	7	12	15	7	12	22	50	129
$\delta_5 = \frac{d_{a-h}}{D_5}$	0,61	0,61	0,61	0.61	0,89	0,89	0,89	0,89	
$\xi_5 = \frac{x_{a-h}}{D_5}$	0,435	0,326	0,217	0,108	0,435	0,326	0,217	0,108	
ψ_{5a-5h}	4,5	6,5	9	8,5	8,5	13	22	44	116

OBJAŚNIENIA

d_{a-h} — średnica krążków zastępczych a, b, h
D_1 — średnia zwoju 1,
x_{a-} — odległość krążków zastępczych od zwoja obliczanego,
ψ_{1a-1h} — siły działające między krążkami 1 i a, 1 i b itd.,
ψ_{1-5} — całkowita siła osiowa działająca na krążek 1, 2 itd.

Przy najniebezpieczniejszym rodzaju zwarcia bezpośrednio za dławikiem, maksymalny udarowy prąd zwarcia może osiągnąć wartość:

$$I_{mx} = 1{,}8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \frac{100}{\Delta U},$$

gdzie I_n — prąd znamionowy,

ΔU — procentowy spadek napięcia.

Dla rozpatrywanego wyżej dławika prąd ten wynosi:

$$I_{mx} = 1{,}8 \cdot \sqrt{2} \cdot 400 \cdot \frac{100}{6} = 17000 \text{ A}.$$

Prąd ten rozpływa się na 4 gałęzie równoległe tak, że w jednej będzie płynął prąd:

$$I_1 = \frac{17000}{4} = 4250 \text{ A}.$$

Jeżeli przeanalizujemy siły osiowe działające na poszczególne cewki, dojdziemy do wniosku, że największe siły będą działać na cewki krążkowe skrajne, gdyż dla tych cewek siły osiowe powstałe na skutek obecności cewek sąsiednich sumują się, dla cewek zaś wewnętrznych następuje odejmowanie się sił osiowych.

Przy obliczeniu przyjmiemy następujące założenia:

a) siły osiowe będziemy obliczać dla cewki skrajnej, gdyż dla niej siły te będą miały największą wartość;

b) połowę cewki krążkowej zawierającą 22 przewody zastępujemy krążkiem przechodzącym przez środek ciężkości przekroju tej połowy, przy czym udarowy prąd zastępczy wynosi $I_2 = 4250 \cdot 22 = 93500$ A;

c) przewód, dla którego wyznaczamy siłę, przyjmujemy jako krążek o prądzie $I_1 = 4250$ A.

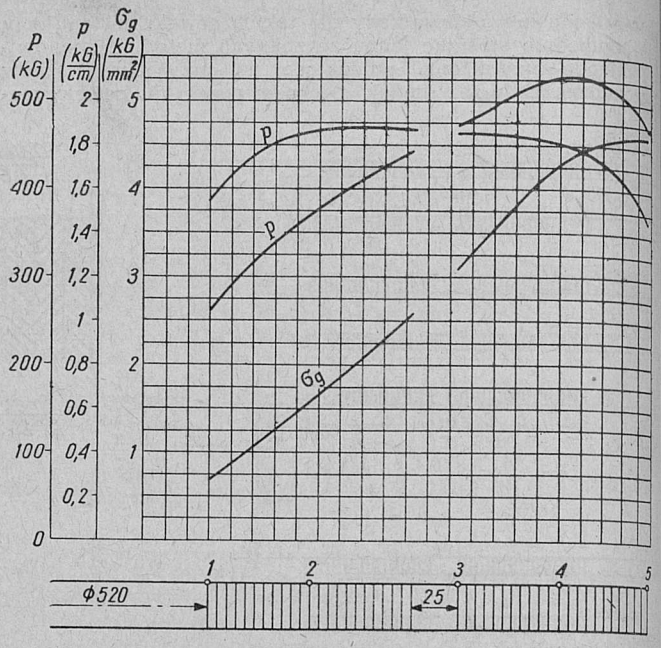
Przy takich założeniach szkic zastępczy uwzględniający poszczególne wymiary będzie miał postać przedstawioną na

Tablica II

Obliczona wielkość	Jednostki	Obliczono dla przewodów				
		1	*2*	*3*	*4*	*5*
P_{1-5}	kG	252	372	470	523	470
p_{1-5}	kG/cm	1,54	1,86	1,86	1,8	1,44
L_{1-5}	cm	12,4	17	23,6	28,4	33
M_{g1-5}	kGcm	29,5	66,7	127	180	195
σ_{g1-5}	kG/mm²	0,71	1,6	3,05	4,32	4,7

rys. 15. Dla wyznaczenia sił osiowych działających na zwoje *1* — *5* należy znaleźć oddziaływanie na każdy z tych przewodów krążków zastępczych *a* — *h*. Sumując wyznaczone w ten sposób siły, otrzymamy wypadkową siłę osiową działającą na dowolny przewód:

$$\psi_1 = \psi_{1a} + \psi_{1b} + \psi_{1c} + \psi_{1d} + \psi_{1e} + \psi_{1f} + \psi_{1g} + \psi_{1h},$$



Rys. 16. Wykres sił osiowych, obciążenia jednostkowego i naprężeń gnących w cewce zewnętrznej

gdzie ψ_1 — całkowita siła osiowa działająca na przewód *1*,

$\psi_{1a}, \psi_{1b}, \ldots$ — siła osiowa między krążkami *1* i *a*, *1* i *b* itd.

Obliczenie omawianych sił ujmiemy w formie tabl. I.

Rzeczywiste siły działające na przewody *1*—*5* obliczamy ze wzoru:

$$P_{1-5} = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \psi_{1-5} \cdot I_1 \cdot I_2.$$

Po podstawieniu wartości odpowiednich prądów $I_1 = 4250$ A, $I_2 = 93500$ A otrzymamy:

$$P_{1-5} = 1{,}02 \cdot 93500 \cdot 4250 \cdot 10^{-8} \cdot \psi_{1-5} = 4{,}06 \cdot \psi_{1-5} \quad \text{(kG)}.$$

Siłę na 1 cm obwodu krążka obliczamy ze wzoru (7).

Tablica III

Oddziaływ. na przewód 1 — 5 krążka	*a*	*b*	*c*	*d*	*e*	*f*	*g*	*h*	*i*	*j*	$\varkappa_{1-5}$
$\delta_1 = \frac{d_a - i}{D_1}$	1,22	1,22	1,22	1,22	1,77	1,77	1,77	1,77	1,22	1,77	
$\xi_1 = \frac{x_a - j}{D_1}$	0,87	0,65	0,43	0,22	0,87	0,65	0,44	0,22	0	0	
$\varkappa_{1a-1j}$	4	6,5	10,5	24	7	10	15,5	24	80	30	212
$\delta_3 = \frac{d_a - j}{D_3}$	0,79	0,79	0,79	0,79	1,15	1,15	1,15	1,15	0,79	1,15	
$\xi_3 = \frac{x_a - j}{D_3}$	0,56	0,42	0,28	0,14	0,56	0,42	0,28	0,14	0	0	
$\varkappa_{3a-3j}$	3,2	3,8	3	−5,5	7	10	15	33	−34	110	145
$\delta_5 = \frac{d_a - j}{D_5}$	0,61	0,61	0,61	0,61	0,89	0,89	0,89	0,89	0,61	0,89	
$\xi_5 = \frac{x_a - j}{D_5}$	0,43	0,33	0,22	0,11	0,43	0,33	0,22	0,11	0	0	
$\varkappa_{5a-5j}$	1,7	1	−1,8	−7,5	5,5	6	5,5	−6	−12	−90	−98

OBJAŚNIENIE

δ_{1-5} i ξ_{1-5} — jak w tablicy dla sił osiowych,

$\varkappa_{1a-1j}$ — siły promieniowe działające między zwojem *1* a krążkami zastępczymi *a* — *j*

$\varkappa_{1-5}$ — całkowite siły promieniowe działające na zwoje *1* — *5*

Siłę promieniową obliczamy według wzoru (8).

Tablica IV

Wielkość	Jednostki	Dla przewodów		
		1	3	5
P_{r1-5}	kG	860	590	— 396
P'_{r1-5}	kG	6,7	7,2	7,3
K_{1-5}	kG	866	597	389
σ_{r1-5}	kG/mm²	1,38	0,95	— 0,62

Jako podstawę obliczenia naprężeń gnących przyjmiemy długość swobodną przewodu, która — przy 8 wstawkach na obwodzie o szerokości 80 mm każda — wynosi:

$$L_{1-5} = \frac{\pi \, D_{1-5}}{8} - 8 \quad \text{(cm)}.$$

Maksymalny moment gnący obliczymy jak dla belki dwustronnie podpartej, obciążonej w sposób ciągły:

$$M_{g1-5} = \frac{p_{1-5} \cdot l^2}{8} \quad \text{(kGcm)}.$$

Wskaźnik przekroju wynosi:

$$W_x = \frac{b \, h^2}{6} = \frac{0{,}4 \cdot 2{,}5^2}{6} = 0{,}416 \quad (\text{cm}^3).$$

Maksymalne naprężenia gnące wynoszą:

$$\sigma_{g1-5} = \frac{M_{g1-5}}{W_x}.$$

Wyniki obliczeń ujmujemy w postami tabl. II. Wykresy sił obciążenia jednostkowego i naprężeń gnących — w zależności od położenia przewodu w cewce krążkowej — są pokazane na rys. 16.

Poszczególne naprężenia obliczano przy założeniu, że zwoje nie są do siebie dociśnięte. W rzeczywistości naprężenia poszczególnych przewodów rozkładają się — wskutek wzajemnego dociśnięcia zwojów — równomiernie na cały przekrój cewki krążkowej.

Obecnie obliczymy siły promieniowe, działające na poszczególne zwoje tej samej cewki krążkowej skrajnej, dla której obliczyliśmy naprężenia gnące. Przy obliczaniu jednak sił promieniowych nie wolno pominąć sił pochodzących od tej samej cewki, w której leży badany zwój. Dla uproszczenia pomijamy obliczenie dla zwojów 2 i 4, gdyż wymagałoby to dzielenia każdej połowy cewki jeszcze na dwie części.

Szkic zastępczy do obliczenia sił promieniowych działających na zwoje 1 3, 5 przedstawiony jest na rys. 17. Tu poszczególne siły promieniowe mogą mieć kierunki przeciwne. Przyjmujemy zatem następujące znakowanie:

(−) jeżeli siła jest skierowana do wewnątrz cewki,

(+) jeżeli siła jest skierowana na zewnątrz cewki.

Z załączonych wykresów rys. 7 i 8 wyszukujemy wartości $\varkappa$ dla różnych δ i ξ. Wyniki ujmujemy w postaci tabl. III.

Oprócz siły promieniowej pochodzącej od przewodów obcych istnieje siła od pola własnego. Obliczamy tę siłę wychodząc ze wzoru (10):

$$P'_{r1-5} = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \, \lambda_{1-5} \cdot I_1^2 = 1{,}02 \cdot 0{,}425^2 \cdot \lambda = 0{,}184 \, \lambda \ (\text{kG}),$$

$$\lambda_{1-5} = 2 \, \pi \left[\ln \frac{4 \cdot D_{1-5}}{0{,}2235 \cdot (b + h)} \right] = 2 \cdot \pi \cdot \ln (6{,}18 \, D_{1-5}).$$

Ponieważ siła ta działa na zewnątrz, znak jej jest zawsze dodatni.

Całkowitą siłę promieniową obliczymy dodając algebraicznie obie obliczone poprzednio siły:

$$K_{1-5} = P_{r1-5} + P'_{r1-5} \quad \text{(kG)}.$$

Siła działająca na 1 cm obwodu będzie

$$k_{1-5} = \frac{K_{1-5}}{\pi \cdot D_{1-5}} \quad \left(\frac{\text{kG}}{\text{cm}}\right).$$

Naprężenia od siły promieniowej wynoszą:

$$\sigma_{r1-5} = \frac{k_{1-5} \cdot D_{1-5}}{2 \cdot b \cdot h} \quad \left(\frac{\text{kG}}{\text{cm}^2}\right),$$

gdzie D_{1-5} — odpowiednia średnica zwoju,

b, h — wymiary przewodu Al.

Po podstawieniu do podanego wyżej równania wyrażenia na k_{1-5} otrzymamy:

$$\sigma_{r1-5} = \frac{K_{1-5} \cdot D_{1-5}}{D_{1-5} \cdot \pi \cdot 2 \cdot b \cdot h} = \frac{K_{1-5}}{2 \cdot \pi \cdot b \cdot h}.$$

Jeżeli tu podstawimy

$$b = 0{,}4 \text{ cm}, \qquad h = 2{,}5 \text{ cm},$$

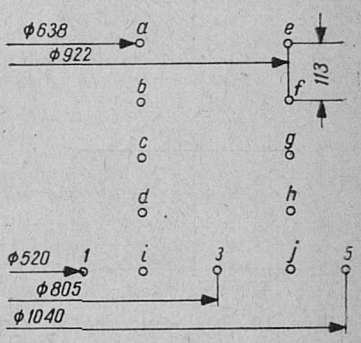
to otrzymamy ostateczny wzór do obliczenia naprężeń dla konkretnego wypadku:

$$\sigma_r = \frac{K_{1-5}}{2 \, \pi} \quad \left(\frac{\text{kG}}{\text{cm}^2}\right).$$

Wyniki obliczeń są ujęte w formie w tabl. IV. Naprężenia pochodzące od siły promieniowej sumują się z naprężeniami gnącymi pochodzącymi od siły osiowej (rys. 18).

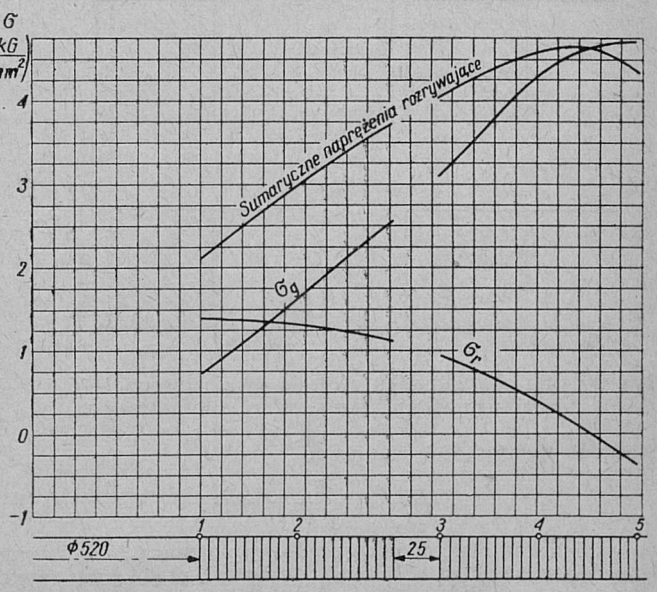
Z dotychczasowych obliczeń wynika, że największe naprężenia występują w cewce skrajnej na zwojach o największej średnicy.

Największe jednak siły promieniowe wystąpią w cewce środkowej. Jeżeli dla kontroli przeprowadzimy obliczenia dla zwoju dolnego tej cewki, otrzymamy wartość naprężeń $\sigma_r = 1{,}79$ kG/mm². Ponieważ jednak w cewce środkowej siły osiowe odejmujące się wzajemnie dadzą wypadkową wartość = 0, naprężenie to jest w każdym bądź razie mniejsze od poprzednio otrzymanego dla cewki skrajnej. W dalszym ciągu przy założeniu, że najbardziej narażony jest zwój 5 w cewce skrajnej, będziemy prowadzili obliczenie wyłącznie dla niego.



Rys. 17. Układ zastępczy do obliczania sił promieniowych

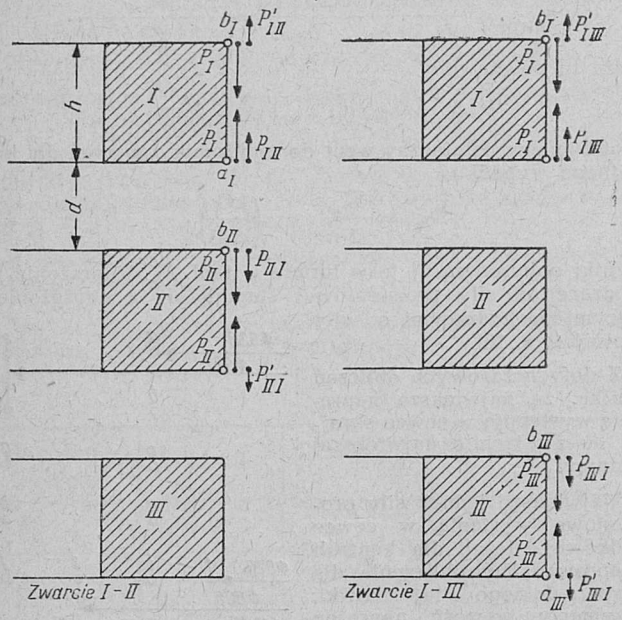
Nim przystąpimy do obliczenia siły działającej na zwój od fazy sąsiedniej musimy przeanalizować siły powstające przy zwarciu dławika. Jak wiadomo, siły występujące przy zwarciu między poszczególnymi fazami zależą nie tylko od wartości poszczególnych prądów, lecz również od ich wzajemnego przesunięcia fazowego. Przy zwarciu 3-fazowym kąt zawarty między prądami fazowymi wynosi 120°, przy zwarciu zaś 2-fazowym prądy są w fazie (ewentualnie przesunięte względem siebie o kąt 180°). Z rozważań powyższych wynika, że większe siły wystąpią przy zwarciu 2-fazowym niż przy 3-fazowym; z tego powodu w dalszym ciągu rozpatrywać będziemy wyłącznie zwarcie 2-fazowe dławika, bezpośrednio na jego zaciskach po odwrotnej stronie zasilania.



Rys. 18. Wykres naprężeń rozrywających w cewce zewnętrznej

W wypadku zwarcia dwufazowego, mamy do czynienia z mniejszym prądem zwarcia niż przy zwarciu trójfazowym. Ustalony trójfazowy prąd zwarcia wynosi

$$I_{zw3} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z},$$

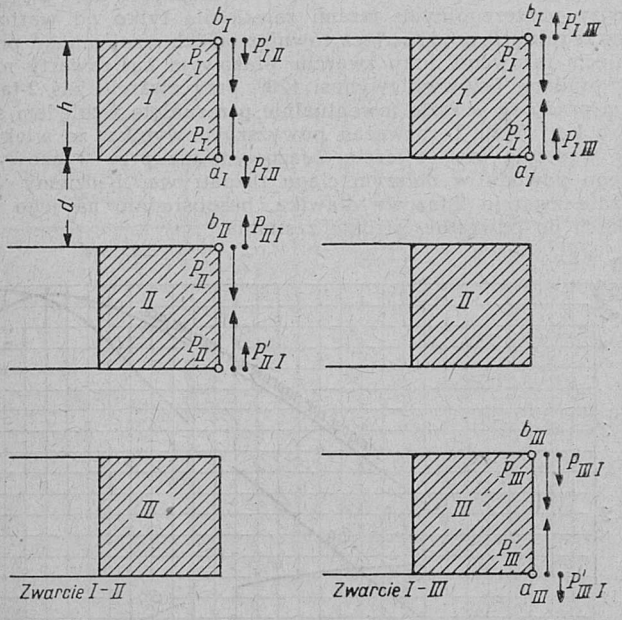


Rys. 19. Siła w przypadku zwarcia dwufazowego *I—II* i *I—III* przy ustawieniu faz według alternatywy *a*

P_I — siły od fazy własnej działające na przewody a_I i b_I fazy *I*
P_{II} — siły od fazy własnej działające na przewody a_{II} i b_{II} fazy *II*
P_{III} — siły od fazy własnej działające na przewody a_{III} i b_{III} fazy *III*

gdzie Z — oporność pozorna jednej fazy dławika. Ustalony dwufazowy prąd zwarcia wynosi:

$$I_{zw2} = \frac{U_N}{2 \cdot Z}.$$



Rys. 20. Siła w przypadku zwarcia dwufazowego *I—II* i *I—III* przy ustawieniu faz według alternatywy *b*

Stosunek tych prądów wyniesie:

$$\frac{I_{zw3}}{I_{zw2}} = \frac{2}{\sqrt{3}} = 1{,}15.$$

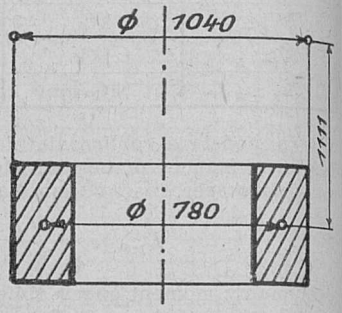
Ze względu na małą różnicę prądów wynoszącą 15% przyjmujemy we wszystkich obliczeniach wartość prądu przy zwarciu trójfazowym traktując 15-procentową zwyżkę jako zwiększenie współczynnika bezpieczeństwa.

W stosowanych obecnie konstrukcjach można rozróżnić dwie alternatywy montażowe dławików: 1) kierunki nawinięcia wszystkich faz są zgodne, 2) faza środkowa ma kierunek nawinięcia przeciwny niż fazy skrajne.

Dla analizy sił działających na przewody fazy *I* założymy zwarcie 2-fazowe *I—II* oraz *II—III* przy obu alternatywach, przy czym siły występujące przy zwarciu będą się dodawały lub odejmowały od sił osiowych, pochodzących od przewodów własnych fazy.

Kierunki tych sił są pokazane na rys. 19. Ponieważ wymiary każdej fazy są jednakowe, muszą zachodzić następujące zależności między siłami:

$$|P_I| = |P_{II}| = |P_{III}|.$$



Rys. 21. Szkic zastępczy do obliczania sił osiowych od sąsiedniej fazy

Oznaczymy:

$P_{I\,II}$ — siły działające na punkt a_I fazy *I*, a pochodzące od fazy *II*,

$P'_{I\,II}$ — siły działające na punkt b_I fazy *I*, a pochodzące od fazy *II* itd.

O siłach tych można powiedzieć, co następuje:

$$|P_{I\,II}| = |P_{II\,I}|; \quad |P'_{I\,II}| = |P'_{II\,I}|; \quad |P_{I\,III}| = |P_{III\,I}|; \quad |P'_{I\,III}| = |P'_{III\,I}|.$$

Poza tym między tymi siłami istnieją następujące zależności:

$$|P_{I\,II}| > |P'_{I\,II}|; \quad |P_{I\,III}| > |P'_{I\,III}|; \quad |P'_{I\,II}| > |P_{I\,III}|.$$

Stąd wynika, że największe sumaryczne siły działają na przewody a_I i b_{II} przy zwarciu między fazami *I—II*.

Przy ustawieniu faz według alternatywy *b* kierunki działających sił są pokazane na rys. 20. Oznaczenia sił i zależności między nimi pozostaną te same, co poprzednio. Dla tej jednak alternatywy siły działające w punktach a_I i b_{II} mają kierunki przeciwne niż siły powstałe od pola własnego fazy, wskutek czego najbardziej narażone będą przewody b_I i a_{II}, przy czym naprężenia w tych zwojach będą mniejsze niż w poprzednich, gdyż

$$|P'_{I\,II}| < |P_{I\,II}|.$$

Z tych powodów montaż dławika DPa 6-400/6 jest wykonany według alternatywy *b*.

Drugim powodem takiego założenia konstrukcyjnego w dławikach produkcji polskiej jest to, że przy zwarciu faz sąsiednich *I—II* lub *II—III* wystąpi między fazami przyciąganie, które przejmą wstawki międzyfazowe. Sworzeń ściągający będzie obciążony przy zwarciu faz skrajnych *I—III* siłami dużo mniejszymi niż przy zwarciu *I—II* lub *II—III*, co daje oszczędność deficytowego materiału (stal niemagnetyczna).

W dalszym ciągu obliczymy naprężenia przewodu skrajnego, pochodzące od sąsiedniej fazy, dla obliczanego poprzednio dławika. Układ zastępczy do obliczenia tych sił jest pokazany na rys. 21. W tym przypadku:

$$\delta = \frac{d}{D} = \frac{780}{1040} = 0{,}75; \quad \xi = \frac{x}{D} = \frac{1111}{1040} = 1{,}07.$$

Dla tych wartości odczytujemy z tablic $\psi = 1$ i $\varkappa = 1$. Przy dalszym obliczaniu uwzględniamy wyłącznie siłę osiową, gdyż dodatnia siła promieniowa obniża wartość poprzednio obliczonej siły promieniowej, pochodzącej od fazy własnej, a działającej do wnętrza cewki.

Prądy zastępcze wynoszą:

$$I_1 = 4250 \text{ A}; \quad I_2 = 4250 \cdot 220 = 935.000 \text{ A},$$

siła więc wynosi:

$$P = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \psi \cdot I_1 \cdot I_2 = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot 1 \cdot 4{,}25 \cdot 9{,}35 \cdot 10^8 = 40{,}5 \text{ kG},$$

a siła na 1 cm obwodu:

$$p = \frac{P}{\pi D} = \frac{40{,}5}{\pi \cdot 104} = 0{,}124 \quad \text{kG/cm}.$$

Tablica V

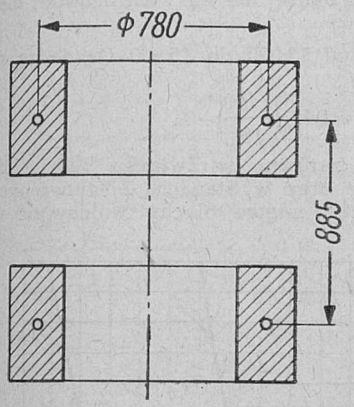
Wielkość	Punkty				
	12′	13′	14′	15′	11′
δ	1,13	0,66	1	1	1
ξ	1,13	1,13	1,44	0,82	1,13
ψ	1,5	0,6	0,55	2,7	1,1

Maksymalny moment gnący będzie

$$M_g = \frac{p \cdot l^2}{8} = \frac{0{,}124 \cdot 33^2}{8} = 16{,}8 \text{ kG} \cdot \text{cm},$$

a naprężenie gnące od fazy sąsiedniej

$$\sigma_g = \frac{16{,}8}{0{,}416} = 40 \text{ kG/cm}^2 = 0{,}4 \text{ kG/mm}^2.$$



Rys. 22. Krążki zastępcze dławika DPa 6—400/6 w metodzie przybliżonej

Metoda Lyle'a (rys. 23). Dla wszystkich krążków $\delta = 1$, a wartości ξ wynoszą:

$$\xi_{13} = \frac{884}{780} = 1{,}13; \quad \xi_{14} = \frac{1126}{780} = 1{,}44; \quad \xi_{23} = \frac{642}{780} = 0{,}82;$$

$$\xi_{24} = \frac{884}{780} = 1{,}13.$$

Dla obliczonych wartości δ i ξ odnajdujemy z tablic:

$$\psi_{13} = 1{,}1; \quad \psi_{14} = 0{,}55; \quad \psi_{23} = 2{,}7; \quad \psi_{24} = 1{,}1.$$

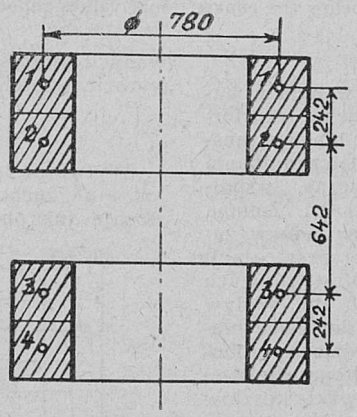
Stąd

$$\psi_{śr} = \frac{\Sigma\psi}{4} = \frac{5{,}45}{4} = 1{,}36.$$

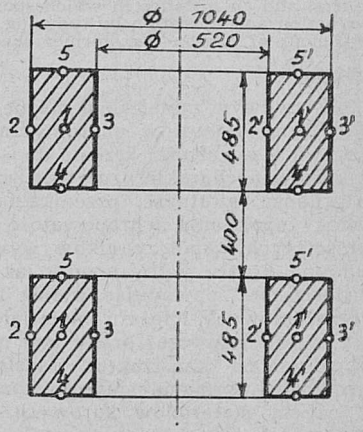
Siła działająca przy zwarciu wynosi:

$$P = 1{,}02 \cdot 1{,}36 \cdot 93{,}5^2 = 12100 \text{ kG}.$$

Metoda Rayleigha (rys. 24). Obliczone wartości



Rys. 23. Krążki zastępcze dławika DPa 6—400/6 w metodzie Lyle'a



Rys. 24. Krążki zastępcze dławika DPa 6—400/6 w metodzie Rayleigha

Po zesumowaniu naprężeń dla przewodu 5 otrzymamy: sumaryczne naprężenia rozrywające

$$\sigma_r = 4{,}7 - 0{,}62 + 0{,}4 = 4{,}48 \text{ kG/mm}^2$$

i sumaryczne naprężenia ściskające

$$\sigma_c = 4{,}7 + 0{,}62 + 0{,}4 = 5{,}72 \text{ kG/mm}^2.$$

Posługując się otrzymanymi wynikami, można obliczać inne elementy konstrukcyjne dławika. Jako przykład przeliczymy jeszcze docisk powierzchniowy, powstały przy zwarciu na wstawki porcelanowe międzycewkowe. Całkowita siła osiowa działająca na krążek 5 wynosi:

$$P = 470 + 40{,}5 = 510{,}5 \text{ kG}.$$

Siłę tę przejmuje osiem wstawek porcelanowych na obwodzie, a więc siła przypadająca na jedną wstawkę wynosi

$$P_1 = \frac{510{,}5}{8} = 64{,}3 \text{ kG}.$$

Nacisk na wstawkę o szerokości 8 cm z otworem wewnętrznym o szerokości 6 cm wyniesie:

$$k_c = \frac{P_1}{b \cdot 2d} = \frac{64{,}3}{0{,}4 \cdot 2} = 80 \frac{\text{kG}}{\text{cm}^2},$$

gdzie b — szerokość przewodu,

d — grubość ścianki wstawki porcelanowej.

Przeanalizujmy obecnie siły działające między poszczególnymi fazami przy zwarciu 2-fazowym *I—II*. Obliczenie wykonujemy wszystkimi podanymi poprzednio metodami.

Metoda przybliżona (rys. 22). Dla $\delta = \frac{780}{780} = 1$ oraz $\xi = \frac{885}{780} = 1{,}13$ odczytujemy z wykresów $\psi = 1{,}1$. Siła działająca przy zwarciu wynosi:

$$P = 1{,}02 \cdot \psi \cdot 10^{-8} \cdot I^2 = 1{,}02 \cdot 1{,}1 \cdot 93{,}5^2 = 9800 \text{ kG}.$$

We wzorze tym zastępczy prąd całej fazy wynosi:

$$I = 4250 \cdot 220 = 935\,000 \text{ A}.$$

dla tej metody zawarte są w tabl. V. Obliczamy z nich siłę zastępczą:

$$\psi_z = \frac{1}{3}(1{,}5 + 0{,}6 + 0{,}55 + 2{,}7 - 1{,}1) = \frac{4{,}25}{3} = 1{,}42,$$

$$P = 1{,}02 \cdot \psi \cdot 10^{-8} \cdot I^2 = 1{,}02 \cdot 1{,}42 \cdot 93{,}5 = 12600 \text{ kG}.$$

Po porównaniu wyników otrzymanych różnymi metodami dochodzimy do wniosku, że metoda przybliżona daje wartości za małe, do obliczeń więc należy używać metod Lyle'a lub Rayleigha, które dają wartości mniej więcej jednakowe.

Zwarcie między fazą *I—II* powoduje obciążenie wstawek międzyfazowych, obliczona więc siła może posłużyć do sprawdzenia docisków na te wskawki. W identyczny sposób jak poprzednio obliczamy siły działające przy zwarciu między fazą *I—III*. Siły te będą przejęte przez sworzeń ściągający, izolatory końcowe i krzyżaki, posłużą więc do wytrzymałościowego obliczenia tych elementów konstrukcyjnych.

Oprócz opisanej wyżej metody obliczenia mechanicznego dławika opartej na teorii, podanej przez Haka, istnieją inne dużo krótsze metody o charakterze półempirycznym. Jedną z takich metod, przystosowaną do obliczania dławików betonowych, podaje W. W. Michajłow w książce pt. „Projektowanie aparatów elektrycznych wysokiego napięcia". Metoda ta pozwala w bardzo prosty i krótki sposób dokonać kontroli naprężeń w dławiku przy zwarciu, przy czym wzory są ujęte w takiej formie, że oblicza się od razu maksymalny dopuszczalny prąd zwarcia.

Obliczony w referacie dławik był poddany jednorazowemu zwarciu przy maksymalnym udarowym prądzie zwarcia wynoszącym 17 kA. Zwarcie wykonane było na dwóch fazach, a po ułamku sekundy została zwarta trzecia faza, przy czym zwarcie zamieniono na trójfazowe. Dokładne oględziny dławika po próbie nie wykazały żadnych uszkodzeń mechanicznych ani izolacyjnych. Na podstawie wyników prób dławik ten uznano za nadający się pod względem mechanicznym do eksploatacji.

LITERATURA

[1] Michajłow W. W. Projektowanie aparatów elektrycznych wysokiego napięcia
[2] Hak J. Eisenlose Drosselspulen
[3] Schmidt J. Siły zwarciowe w dławikach ochronnych (Przegl. Elektr., 1939, 10).

XVIII

MGR INŻ. JERZY SCHMIDT

Zagadnienie materiałów magnetycznych w transformatorach

621.318.322:621.314

Treść. Obliczenie strat, wynikających w gospodarce narodowej wskutek obniżenia jakości blachy poniżej wartości gwarantowanych przez normy. Straty obliczono zarówno dla przypadku, kiedy ciężar ich ponosi zakład wytwórczy, jak i dla przypadku przerzucenia ich na eksploatację. Obliczono korzyści, względnie oszczędności, które można by osiągnąć w produkcji i eksploatacji transformatorów przez obniżenie stratności blach transformatorowych poniżej wartości, osiąganych obecnie przez krajowy przemysł hutniczy.

Вопрос магнитных материалов для трансформаторов. Подсчет убытков вследствие применения листового железа худшего качества, чем требуют нормы. Убытки подсчитаны с точки зрения производства и с точки зрения эксплоатации трансформаторов. Определена выгода, получаемая в производстве и эксплоатации трансформаторов в случае понижения коэффициента потерь в трансформаторном листовом железе по сравнению с тем уровнем, которого металлургическая промышленность достигает в настоящее время.

The problem of magnetic materials for transformers. Computation of losses occasioned, as a result of depreciating the quality of sheets, to national economy. Losses have been computed for both an instance which the onus is carried by the transformer makers, and an instance in which such losses are allocated to operation costs. Advantages or savings likely to accrue in transformer production and operation by reducing, to a figure below the conventional values relied upon by the Polish iron and steel industry, the coefficient of loss in transformer sheets.

1. Wstęp.

Podstawowym materiałem magnetycznym używanym w budowie transformatorów energetycznych jest blacha transformatorowa o zawartości krzemu do ~ 4%. Jakość blachy transformatorowej charakteryzuje się różnymi współczynnikami, jak grubość, stratność, przenikalność magnetyczna, współczynnik zapełnienia (chropowatość powierzchni) itd. Zmiana wartości tych współczynników wywiera wyraźny wpływ zarówno na koszty wytwarzania, jak i na koszty eksploatacji transformatora, powodując wzrost lub spadek strat jałowych i obciążeniowych, ciężaru materiałów czynnych itp. Wpływ ten nie jest zazwyczaj brany pod uwagę przez dostawcę blachy, natomiast konstruktor transformatora, związany obowiązującymi normami, musi go kompensować drogą większego zużycia materiałów surowych, a więc zwyżki kosztów wytwarzania, lub też drogą zwiększenia strat; w obu wypadkach wzrastają koszty eksploatacji, a więc obniżenie jakości blachy daje z punktu widzenia gospodarki krajowej straty, przy czym z wysokości tych strat nie zdaje sobie zazwyczaj sprawy ani hutnik jako dostawca blachy, ani wytwórca transformatora, ani jego użytkownik — energetyk.

Zadaniem niniejszej pracy jest uwypuklenie zależności, występujących między współczynnikami dobroci blachy a kosztem wytwarzania i eksploatacji transformatorów, a więc obliczenie zarówno strat wynikających z obniżenia jakości i korzyści wynikających z jej poprawy.

Punktem wyjścia rozważań dotyczących kosztów eksploatacji będą transformatory energetyczne, włączone do sieci w ciągu pełnych 8760 godzin w roku. Koszt własny 1 kilowatogodziny straconej będzie przyjmowany jako stały i równy 0,128 zł; taki sposób obliczenia zawiera, oczywiście, szereg założeń upraszczających, nie uwzględniających np. różnicy między kosztami wytwarzania energii w okresach wielkiego i małego obciążenia.

Oczywiście, dla transformatorów przemysłowych (np. piecowych, włączanych tylko na czas pracy pieca), dla których okres pracy jałowej jest bardzo krótki lub w ogóle nie istnieje, zagadnienie kosztu strat w żelazie ma odmienny charakter. Ze względu na konieczność ograniczenia ram referatu zagadnienie to, jako mniej typowe dla naszych warunków, nie zostało oddzielnie uwzględnione.

2. Współczynniki charakteryzujące dobroć blachy.

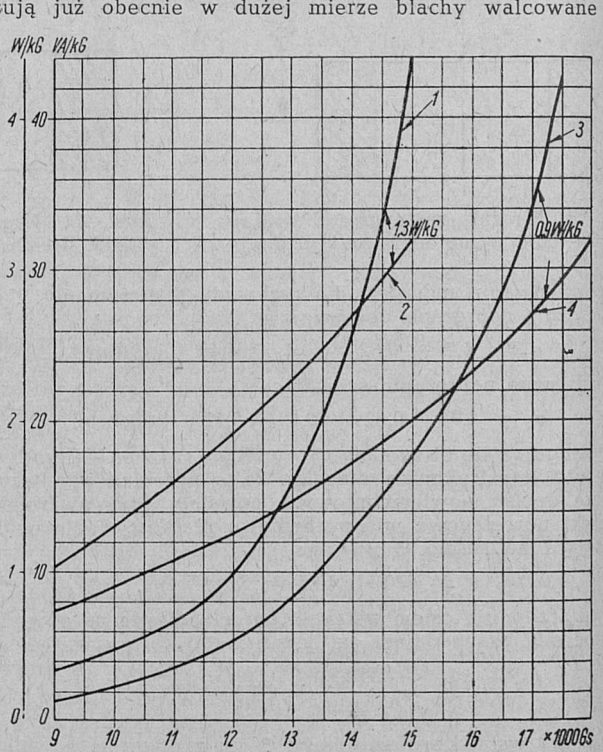
Do budowy transformatorów energetycznych używa się obecnie w większości krajów prawie wyłącznie blachy walcowanej na gorąco o grubości 0,35 i 0,5 mm i o zawartości krzemu dochodzącej do ok. 4%. Stratność tych blach waha się od 1,3 do 1,6 W/kg przy grubości 0,35 i od 1,5 do 1,7 W/kg przy grubości 0,5 mm.

Blachy walcowane na gorąco mają na ogół dość nierówną, chropowatą powierzchnię, wskutek czego współczynnik zapełnienia przekroju prostokątnego żelazem jest mniejszy od 1; dla dobrej blachy o grubości 0,5 powinien on wynosić ok. 0,96, a przy grubości 0,35 ok. 0,94, w praktyce jednak dla naszych blach krajowych jest on przeważnie niższy.

Podstawowym gatunkiem w naszej obecnej produkcji transformatorów jest blacha o grubości 0,35 mm i stratności 1,3 W/kg; koszt tej blachy wynosi ok. 5 zł/kg; podstawowe straty przemagnesowywania tej blachy dla najczęściej stosowanych wartości indukcji od 13 000 do 15 000 Gs dadzą się wyrazić wzorem

$$\Delta p_B = 1{,}45 \left(\frac{B}{10^4}\right)^2.$$

Wytwórnie zagraniczne zarówno w Związku Radzieckim, jak i na zachodzie Europy oraz w Stanach Zjednoczonych, stosują już obecnie w dużej mierze blachy walcowane na zimno, których stratność wynosi 0,6 do 0,9 W/kg, a przenikalność magnetyczna umożliwia stosowanie nasyceń rzędu 18000 Gs bez przekroczenia tych wartości natężenia pola magnetycznego, które odpowiadają indukcji ok. 15000 Gs przy blasze walcowanej na gorąco. Na rys. 1 podane są wartości strat jednostkowych w W/kg i mocy magnesowania w VA/kg dla blachy o stratności 1,3 W/kg oraz dla blachy radzieckiej gatunku XT—18—035 o stratności 0,9 W/kg przy grubości



Rys. 1. Charakterystyki blachy transformatorowej
1 — moc magnesowania dla blachy o stratności 1,3 W/kG
2 — straty dla blachy o stratności 1,3 W/kG
3 — moc magnesowania dla blachy o stratności 0,9 W/kG
4 — straty dla blachy o stratności 0,9 W/kG

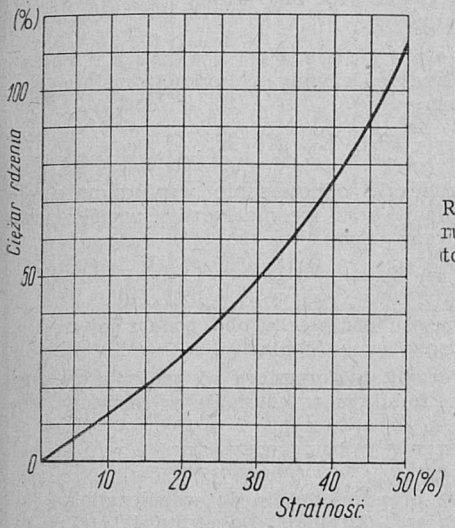
Tablica I. Straty dodatkowe

B ($\times 10^3$Gs)	10	11	12	13	14	15	16	17
Δp_Δ (%)	1	2	3	4	6	10	20	35
Δp_λ (%)	2	3	4	5	8	18	30	

0,35 mm [4]. Cena tej blachy jest według źródeł radzieckich o ~ 50% wyższa od ceny blachy o stratności 1,3 W/kg. Straty jednostkowe tego gatunku dadzą się dla interesującego nas zakresu od 15000 do 18000 Gs wyrazić przybliżonym równaniem

$$\Delta p_B = 0{,}98 \left(\frac{B}{10^4}\right)^2.$$

Podane tu przybliżone wzory do obliczania strat jednostkowych nie uwzględniają strat dodatkowych, które są zależne



Rys. 2. Wzrost ciężaru rdzenia transformatora przy wzroście stratności blachy

od szeregu takich czynników, jak dobroć izolacji blach, metody obróbki, układ połączeń itp. Według Bułgakowa [5] można przyjmować w obliczeniach dla blachy o stratności 1,3 W/kg wartości strat dodatkowych podane w tabl. I. Zgodnie z naszą praktyką krajową przyjmiemy w dalszych rozważaniach 15% strat dodatkowych; wtedy dla blachy o stratności 1,3 W/kg całkowite straty przemagnesowania wyrażą się wzorem

$$\Delta p_B = 1{,}67 \left(\frac{B}{10^4}\right)^2,$$

a dla blachy o stratności 0,9 W/kg

$$\Delta p_B = 1{,}13 \left(\frac{B}{10^4}\right)^2.$$

Te wzory przyjmiemy za podstawę dalszych rozważań.

Poważną rolę również będzie grać w naszych rozważaniach koszt energii elektrycznej; jako koszt własny strat w transformatorze przyjmiemy 0,128 zł/kWh.

Średni czas służby transformatora wahać się będzie w praktyce od 10 do 30 lat i więcej; w rozważaniach swych przyjmiemy zawsze 15 lat jako okres amortyzacji transformatora olejowego.

Koszty wytwarzania transformatora zależą od szeregu czynników, przy czym do najłatwiej uchwytnych należą koszty materiału czynnego, tj. żelaza i miedzi. Nie popełnimy większego błędu przyjmując, że całkowite koszty wytwarzania, jak również i koszty amortyzacji w 15-letnim okresie, są proporcjonalne do kosztów materiału czynnego.

Jako koszty eksploatacyjne będziemy uważać sumę kosztu amortyzacji transformatora w okresie 15-letnim oraz kosztu strat energii w transformatorze — jałowych i obciążeniowych.

3. Straty wynikające z obniżenia jakości blachy.

Obniżenie jakości blachy występuje w praktyce w dwojakiej postaci — w zwiększeniu stratności blachy i w obniżeniu współczynnika zapełnienia.

W praktyce zakładów wytwórczych wymiary całej serii transformatorów są ustalone i zmiana ich nastręcza poważne trudności technologiczne. Przy zachowaniu wymiarów rdzenia bez zmiany wzrost stratności blachy będzie powodował wzrost strat jałowych transformatora w tym samym stosunku; koszty wytwarzania pozostaną w tym wypadku bez zmiany, natomiast koszty eksploatacyjne (koszt strat) wzrosną. Jeżeli konstruktor zdecyduje się zmienić wymiary rdzenia dla obniżenia strat jałowych do pierwotnej wartości, to wzrosną koszty wytwarzania, natomiast koszt strat nie ulegnie zmianie.

Podobnie przedstawia się sytuacja przy obniżeniu współczynnika zapełnienia: spada przekrój czynny, wzrastają indukcja i straty jałowe transformatora oraz ich koszt eksploatacji. Skompensowanie wzrostu strat jałowych wymagać będzie zwiększenia kosztu materiałów czynnych i pociągnie za sobą wzrost kosztów wytwarzania.

Rozpatrzmy każdy z czterech podanych przypadków oddzielnie.

1) Wzrost stratności blachy transformatorowej do wartości Δp_{10} (w W/kg) powoduje przy zachowaniu bez zmiany wymiarów rdzenia wzrost strat jałowych do wartości

$$\Delta P_{Fe} = \Delta P_{Feo} \cdot \frac{\Delta p_{10}}{1{,}3} \text{ watów},$$

jeżeli oznaczymy pierwotną wartość strat jałowych przez ΔP_{Feo}.

Przyjmując, jak wyżej, 15-letnią służbę transformatora i zakładając, że chodzi o jednostkę stale włączoną do sieci, otrzymamy skapitalizowany koszt 1 W strat jałowych w całkowitym okresie eksploatacji transformatora

$$8760.15.12{,}8.10^{-5} = 16{,}8 \text{ zł}.$$

Jeżeli transformator pracuje przy indukcji $B = 14500$, a straty dodatkowe wynoszą 15%, to każdy kilogram blachy o stratności 1,3 W/kg daje stratę (rys. 2):

$$2{,}95 \cdot 1{,}15 = 3{,}39 \text{ W}.$$

Przekroczenie stratności gwarantowanej o 1% powoduje dodatkowy koszt

$$3{,}39 \cdot 16{,}8 \cdot 0{,}01 = 0{,}57 \text{ zł},$$

co stanowi

$$\frac{0{,}57}{5} \cdot 100 = 11{,}4\%$$

wartości blachy. Wynika stąd, że np. dostarczenie blachy, której stratność wynosi 1,45 W/kg zamiast 1,3 W/kg, powoduje w gospodarce narodowej stratę wynoszącą okrągło

$$11{,}4 \cdot \frac{1{,}45 - 1{,}3}{1{,}3} \cdot 100 = 132\%$$

wartości blachy, a więc większą niż wynosi wartość samej blachy.

2) Wyrównanie wzrostu stratności blachy. Rozważmy obecnie przypadek, kiedy konstruktor, otrzymując blachę gorszą od normalnego gatunku (1,3 W/kg), stara się wyrównać powstałą stąd zwyżkę strat przez wprowadzenie zmian konstrukcyjnych. Ponieważ obniżanie indukcji w żelazie pociąga za sobą wzrost zużycia tak bardzo deficytowego materiału, jakim jest miedź, rozważmy tu wypadek prostszy, gdy zwyżkę stratności blachy kompensujemy przy pomocy zwiększonego zużycia samej tylko blachy, np. drogą powiększenia przekroju jarzma transformatora, czyli zwiększenia stosunku przekroju jarzma S_j do przekroju kolumny S_k. Oznaczmy ten stosunek przez

$$\beta = \frac{S_j}{S_K}.$$

Załóżmy, że normalna seria przewiduje zgodnie z naszą praktyką $\beta = 1{,}1$. Wtedy dla normalnie zbudowanego transformatora straty w żelazie wynoszą przy indukcji B_k gausów w kolumnie i B_j w jarzmie

$$\Delta P_{Fe} = \Delta p_{Fe} \cdot \left(\frac{B_k}{10^4}\right)^2 \cdot G_k + \Delta p_{Fe} \cdot \left(\frac{B_j}{10^4}\right)^2 \cdot G_j =$$

$$= \Delta p_{Fe} \cdot \left(\frac{B_k}{10^4}\right)^2 \cdot \left(G_k + \frac{G_j}{\beta^2}\right) =$$

$$= \Delta p_{Fe} \left(\frac{B_k}{10^4}\right)^2 \cdot S_k \cdot 7.55 \cdot 10^{-3} \left(3l_k + \frac{2l_j}{\beta}\right) =$$

$$= \Delta p_{Fe} \left(\frac{B_k}{10^4}\right)^2 \cdot S_k \cdot l_k \cdot 7{,}55 \cdot 10^{-3} \left(3 + 1{,}82 \frac{l_j}{l_k}\right),$$

gdzie l_k i l_j — długości kolumny i jarzma transformatora. Ciężar rdzenia transformatora wynosi przy tym

$$G_{Fe} = G_k + G_j = 7{,}55 \cdot 10^{-3} \quad S_k \cdot l_k \left(3 + 2{,}2 \frac{l_j}{l_k}\right).$$

Jeżeli stratność blachy wzrośnie do wartości $m \cdot \Delta p_{Fe}$, to dla wyrównania wzrostu stratności trzeba będzie powiększyć przekrój jarzma do wartości $\beta \cdot S_k$; wtedy straty jałowe wyniosą:

$$\Delta P_{Fe} = m \cdot \Delta p_{Fe} \cdot \left(\frac{B_k}{10^4}\right)^2 \cdot S_k \cdot l_k \cdot 7{,}55 \cdot 10^{-3} \cdot \left(3 + \frac{2}{\beta} \cdot \frac{l_j}{l_k}\right).$$

Jeżeli straty mają pozostać bez zmiany, musi być

$$3 + 1{,}82\,\frac{l_j}{l_k} = m\left(3 + \frac{2}{\beta}\cdot\frac{l_j}{l_k}\right),$$

czyli

$$\beta = \frac{m\,\frac{l_j}{l_k}}{0{,}91\cdot\frac{l_j}{l_k} - 1{,}5\,(m-1)}.$$

Ciężar rdzenia wzrośnie przy tym do wartości

$$G'_{Fe} = G_k + G'_j = 7{,}55\cdot 10^{-3}\cdot S_k\,l_k\left(3 + 2\,\beta\cdot\frac{l_j}{l_k}\right).$$

Stosunek ciężarów rdzenia będzie

$$g = \frac{G'_{Fe}}{G_{Fe}} = \frac{3 + 2\,\beta\,\frac{l_j}{l_k}}{3 + 2{,}2\,\frac{l_j}{l_k}}.$$

Zarówno wartości β, jak i g zależą od stosunku l_j / l_k, który możemy obliczyć na podstawie wymiarów serii. Według Bułgakowa ([5], str. 252—254) można przyjąć dla transformatorów o mocy 100 do 10000 kVA:

$$D = 4{,}8\cdot P^{0{,}25},\quad l_k = 21{,}8\cdot P^{0{,}18},\quad R = 14{,}9\cdot P^{0{,}18},$$

gdzie D i R oznaczają odpowiednio średnicę kolumny i rozstaw osi, a P — moc transformatora. Wtedy:

$$l_j \cong 2R + 0{,}75\,D = 2\cdot 14{,}9\,P^{0{,}18} + 0{,}75\cdot 4{,}8\cdot P^{0{,}25} = 29{,}8\,P^{0{,}18}\,(1 + 0{,}121\,P^{0{,}07}).$$

Stąd $\frac{l_j}{l_k} = 1{,}36\cdot(l + 0{,}121\cdot P^{0{,}07})$.

Jak widać z tego wzoru, stosunek l_j/l_k wzrasta bardzo powoli ze wzrostem mocy i wynosi:

$P = 100 — 1000 — 10000$ kVA,

$l_j/l_k = 1{,}59 — 1{,}63 — 1{,}68$.

Nie popełnimy większego błędu przyjmując, że wartość l_j/l_k jest stała i równa 1,63. Wtedy

$$\beta = \frac{1{,}63\,m}{0{,}9\,l\cdot 1{,}63 - 1{,}5\,(m-1)} = \frac{1{,}08\,m}{1{,}98 - m},$$

oraz

$$g = \frac{3 + 2\cdot 1{,}63\,\beta}{3 + 2{,}2\cdot 1{,}63} = 0{,}495 + 0{,}495\,\beta.$$

Zależności te podają rys. 2 oraz tabl. III.

Tablica II

m	1	1,01	1,05	1,1	1,15	1,2	1,3	1,4	1,5	1,98
β	1,1	1,13	1,2	1,37	1,5	1,66	2,06	2,61	3,38	∞
g	1,0	1,015	1,065	1,13	1,197	1,277	1,495	1,745	2,125	∞

Wyrównanie więc wzrostu stratności np. o 10%, tzn. z 1,3 na 1,43 W/kg wymaga zwiększenia ciężaru żelaza czynnego rdzenia o ~ 20%.

Dla obliczenia straty w złotych, wynikłej ze wzrostu stratności blachy, obliczmy na podstawie podanych niżej przybliżonych wzorów Bułgakowa ciężar rdzenia transformatora przy

$$\beta = 1{,}1 \text{ i } \frac{l_j}{l_k} = 1{,}63.$$

$$G_{Fe} = G_k + G_j = (3\,S_k\,l_k + 2\,S_j\,l_j)\,7{,}55\cdot 10^{-3} = 3\,\frac{\pi}{4}\,D^2\,l_k\cdot 7{,}55\cdot 10^{-3}\cdot\left(3 + 2\,\beta\,\frac{l_j}{l_k}\right);\quad G_{Fe} = 15{,}1\cdot P^{0{,}68}.$$

Według norm PNE straty jałowe transformatora o mocy 100 kVA wynoszą 800 W, zwyżka więc stratności o 10% ($m = 1{,}1$) powoduje wzrost strat jałowych o 80 W; dla wyrównania tej zwyżki trzeba zwiększyć ciężar rdzenia wynoszący

$$15{,}1\cdot 100^{0{,}68} = 325 \text{ kg}$$

o 13%, tj. o $0{,}13\cdot 325 = 42{,}2$ kg. Przy cenie blachy 5 zł/kg i założeniu, że koszt blachy stanowi 20% kosztu transformatora, otrzymamy koszt wyrównania 1 W strat

$$\frac{42{,}2\cdot 5}{0{,}2\cdot 80} = 13{,}1 \text{ zł}.$$

Analogicznie będzie dla $P = 1000$ kVA:

$\Delta P_{Fe} = 4100$ W, $G_{Fe} = 15{,}1\cdot 1000^{0{,}68} = 1510$ kg i koszt $\frac{1510\cdot 0{,}13\cdot 5}{0{,}2\cdot 410} = 11{,}9$ zł oraz dla $P = 10000$ kVA:

$\Delta P_{Fe} = 25600$ W; $G_{Fe} = 15{,}1\cdot 10000^{0{,}68} = 7230$ kg

i koszt $\frac{7230\cdot 0{,}13\cdot 5}{0{,}2\cdot 2560} = 9{,}2$ zł.

Koszt 1 W strat wypada więc tego samego rzędu, co przy powiększeniu strat jałowych.

3) Wpływ współczynnika zapełnienia blach. Przekrój czynny kolumny transformatora można wyrazić wzorem:

$$S_k = \frac{\pi}{4}\,D^2\cdot K_b\cdot K_i\cdot K_g,$$

gdzie K_b, K_i, K_g oznaczają odpowiednio współczynniki zapełnienia blachy, izolacji oraz geometryczny współczynnik przekroju kołowego, przy czym:

$$K_b = \frac{\Delta_s}{\Delta_m},$$

gdzie Δ_s — średnia grubość blachy obliczona z jej ciężaru,
Δ_m — zmierzona grubość blachy.

Strumień magnetyczny transformatora nie zmienia się przy zmianie K_b, natomiast indukcja w kolumnie wynosząca

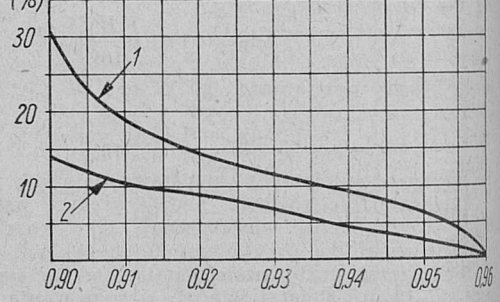
$$B = \frac{\Phi}{S_k} = \frac{4\,\Phi}{\pi\,D^2\,K_i\,K_g}\cdot\frac{l}{K_b}$$

zmienia się odwrotnie proporcjonalnie do współczynnika K_b.

Straty podstawowe w 1 kg blachy o stratności 1,3 W/kg dadzą się ująć dla zakresu B od 13000 do 16000 Gs wzorem:

$$\Delta p_B = 1{,}45\left(\frac{B}{10^4}\right)^2 \text{ W/kg}.$$

Straty dodatkowe podane według Bułgakowa w tabl. I również można wyrazić wzorem analitycznym. Oznaczmy



Rys. 3. Zależność strat i ciężaru rdzenia od współczynnika zapełnienia blachy

mianowicie przez K_d stosunek strat w żelazie całkowitych do podstawowych, wtedy dla zakresu indukcji od 13000 do 15000 Gs i połączenia uzwojeń w gwiazdę lub zygzak

$$K_d = 0{,}793\left(\frac{B}{10^4}\right)^{1{,}05}.$$

Całkowite straty w żelazie będą wówczas równe:

$$\Delta P_{Fe} = 1{,}45\cdot 0{,}793\cdot\left(\frac{B_k}{10^4}\right)^2\cdot\left(G_k + \frac{G_j}{\beta^2}\right) = 1{,}15\cdot\left(\frac{\Phi}{10^4}\right)^{3{,}05}\times\left(\frac{4}{\pi\,D^2\,K_i\,K_g}\cdot\frac{1}{K_b}\right)^{3{,}05}\cdot\frac{\pi}{4}\,D^2\cdot K_i\cdot K_g\cdot K_b\cdot\left(3\,l_k + 2\,\frac{l_j}{\beta}\right)\cdot 7{,}55\cdot 10^{-3} = \frac{C}{K_b^{2{,}05}},$$

gdzie C jest liczbą, której wartość wynika z powyższego wzoru i pozostaje stałą przy danych wymiarach transformatora. Stąd wynika ważny wniosek, że w zakresie powszechnie obecnie stosowanych nasyceń straty w żelazie zmieniają się z grubsza odwrotnie proporcjonalnie do kwadratu współczynnika zapełnienia (rys. 3).

Z danych zagranicznych wynika, że dla dobrej blachy walcowanej na gorąco można przyjąć $K_b = 0{,}96$, gdy według

Tablica III. Wyniki obliczenia transformatora na 6300 kVA, 30 kV

Rodzaj blachy	D	cm	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50
	l	cm				194	157	135	120	107	98	90	83	78	73,5	70
Straty w żelazie	G_{Fe}	t				3,64	3,84	4,07	4,36	4,71	5,14	5,5	6,09	6,65	7,24	7,86
18,7 kW	G_w	t				2,57	2,16	1,95	1,80	1,67	1,59	1,51	1,45	1,41	1,37	1,35
Blacha	$M.10^{-3}$	zł				69,6	62,4	59,3	57,8	57	57,3	57,7	59,4	61,4	63,6	66,2
0,35/1,4 W/kg	$B.10^{-4}$	Gs				1,81	1,78	1,73	1,68	1,62	1,55	1,49	1,44	1,38	1,32	1,28
	l	cm	113	93,5	79,5	69,5	62,3	56,7	52,9	48,7	46	43,4	41,2	39,8	37,4	36,4
Straty w żelazie	G_{Fe}	t	1,66	1,81	2,01	2,26	2,54	2,86	3,20	3,59	4,03	4,4	4,99	5,51	6,1	6,74
18,7 kW	G_{cm}	t	1,27	1,11	1,0	0,91	0,86	0,84	0,79	0,74	0,73	0,73	0,72	0,71	0,707	0,702
Blacha	$M.10^{-3}$	zł	37,9	35,8	35,1	35,2	36,2	37,7	39,8	42,2	45,0	48,6	51,8	55,6	59,7	64,5
0,35/0,9 W/kg	$B.10^{-4}$	Gs	3,45	3,31	3,16	2,98	2,85	2,66	2,53	2,4	2,27	2,14	2,04	1,95	1,85	1,77
	l	cm	214	160	130	109	94,5	84	77	70,5	65,5	61,1	57,5	54,5	51,9	50
Straty w żelazie	G_{Fe}	t	2,32	2,42	2,55	2,73	2,99	3,28	3,62	4,01	4,45	4,92	5,42	5,98	6,57	7,21
15 kW	G_{cu}	t	2,41	1,91	1,63	1,43	1,3	1,2	1,15	1,1	1,06	1,03	0,99	0,98	0,97	0,96
Blacha	$M.10^{-3}$	zł	65,6	54,6	51,7	49,1	48,4	48,6	50,0	52,1	54,6	57,5	60,4	64,6	68,6	73,3
0,35/0,9 W/kg	$B.10^{-4}$	Gs	2,5	2,52	2,46	2,39	2,29	2,19	2,1	2,0	1,9	1,84	1,73	1,65	1,57	1,5
	l	cm	352	231	166	144	121	105	95,5	86,5	80	73,5	70	65	62	59
Straty w żelazie	G_{Fe}	t	3,46	3,03	2,91	3,15	3,34	3,64	3,89	4,31	4,76	5,21	5,74	6,28	6,88	7,5
13 kW	G_u	t	3,99	2,75	2,08	1,89	1,66	1,50	1,43	1,34	1,29	1,23	1,22	1,17	1,15	1,14
Blacha	$M.10^{-3}$	zł	105,8	77,7	63,4	61,4	58,3	57,3	57,2	58,7	61,5	63,7	67,4	70,5	74,6	79,0
0,35/0,9 W/kg	$B.10^{-4}$	Gs	1,96	2,1	2,16	2,08	2,03	1,95	1,92	1,8	1,72	1,65	1,58	1,51	1,44	1,39

doświadczenia naszych zakładów średnia wartość K_b dla blachy krajowej nie przekracza 0,92; powoduje to wzrost strat jałowych w stosunku

$$\left(\frac{0,96}{0,9}\right)^{2,05} \cong 1,1$$

tj. o ~ 10%. Gdyby zakład wytwórczy przerzucił ten wzrost na odbiorcę, to powstałaby stąd strata odpowiadająca kosztowi strat w całym okresie eksploatacji transformatora. Tak np. przy B = 14500 Gs i 15% strat dodatkowych wzrost strat jednostkowych wyniósłby 2,95 · 1,15 · 0,1 = 0,34 W/kG, co daje na każdym kilogramie blachy stratę równą 16,8 · 0,3 = 5,05 zł, a więc równą wartości blachy.

W rzeczywistości dzieje się inaczej, ponieważ fabryki nasze, nie otrzymując w ogóle blachy o lepszym współczynniku zapełnienia niż 0,92, od razu konstruują transformatory na ten niski współczynnik zapełnienia, co jest równoznaczne z wyrównaniem wzrostu strat jałowych drogą zwiększenia nakładu materiałów. Posiłkując się zależnościami wyprowadzonymi wyżej — rozdz. 3.2 — można więc i w tym przypadku przyjąć, że względny wzrost ciężaru rdzenia wyniesie przy spadku współczynnika zapełnienia z wartości 0,96 do wartości K_b:

$$g = 0,495\left(1 + \frac{1,08\ m}{1,98 - m}\right),$$

gdzie $m = \left(\frac{0,96}{K_b}\right)^{2,05}$. Obrazem tej zależności jest wykres na rys. 3.

4. Korzyści wynikające z polepszenia jakości blachy.

Huty nasze nie produkują dotąd lepszych gatunków blachy niż blacha 0,35/1,3 W/kg, walcowana na gorąco i odznaczająca się bardzo nierówną powierzchnią, a wskutek tego niskim współczynnikiem zapełnienia. Blacha ta stanowi przy tym tylko pewien procent produkcji, reszta zaś ma stratność od 1,4 do 1,7 W/kg. Jak wielkie straty płyną z takiego stanu rzeczy, wynika z poprzednich rozważań.

Huty zagraniczne produkują już od lat blachy walcowane na zimno, odznaczające się lepszym ukształtowaniem powierzchni i stratnością w granicach od 0,6 do 1,0 W/kg przy grubości 0,35 mm. Jak wynika z ostatnich publikacji radzieckich [4], przemysł transformatorowy ZSRR dysponuje już znaczną ilością blach o stratności 0,9 W/kg przy grubości 0,35 i 1,1 W/kg przy grubości 0,5 mm.

Drugą zaletą blach walcowanych na zimno jest znacznie większa przenikalność magnetyczna (rys. 1), która umożliwia stosowanie w budowie transformatorów znacznie większych indukcji niż dotychczas. Tak np. według rys. 1 indukcji 17500 odpowiada przy blasze o stratności 0,9 W/kg taka sama moc magnesowania, jak indukcji 14500 przy blasze o stratności 1,3 W/kg; toteż w nowoczesnych konstrukcjach dochodzimy niejednokrotnie z indukcją do 18000 Gs, osiągając znaczne oszczędności materiałów, oczywiście, tylko wtedy, jeżeli konstrukcja transformatora jest dostosowana do własności nowego materiału. Wymaga to określenia każdorazowo nowych — najkorzystniejszych — kształtów rdzenia, wynikających ze zmienionych właściwości blachy. Znanych jest kilka metod określania najkorzystniejszych wymiarów transformatora. W danym przypadku zastosowano dwie, które umożliwiły dojście do pewnych ogólnych wniosków dla dużego zakresu transformatora energetycznego.

Obliczenia transformatorów mniejszej mocy wykonano metodą podaną przez prof. B. Dubickiego [2], dla większych jednostek posłużono się metodą Schwartza i Böckera [6, 7], przy czym korzystano również z pracy W. Lepieszki [3].

Rozpatrzymy najpierw wyniki obliczeń dla większych transformatorów. Do obliczeń obrano transformator olejowy trójfazowy o mocy 6300 kVA przy przekładni 30000/6300 V z chłodzeniem naturalnym o następujących danych: napięcie zwarcia 7%, straty w żelazie normalne 18,7 kW, obniżone 15,0 kW, straty w miedzi 53,5 kW, stosunek przekroju jarzma i kolumny β = 1,1. Dla uzyskania wartości porównywalnych przeprowadzono obliczenia tą samą metodą w kilku alternatywach.

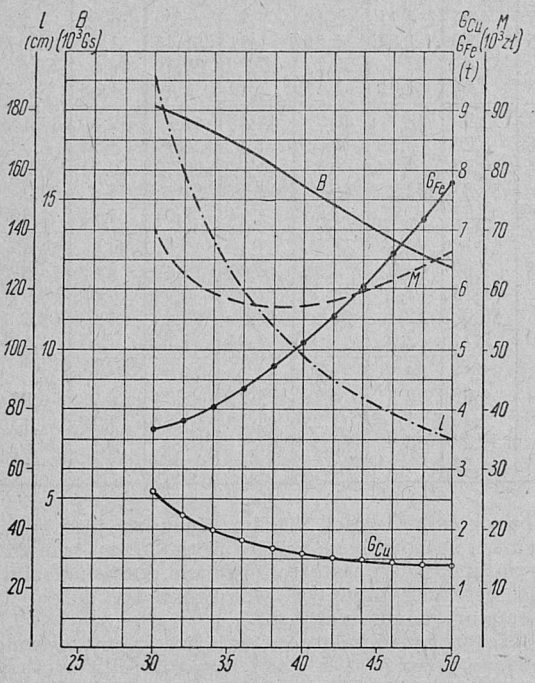
Szerokość promieniowa poszczególnych uzwojeń, względnie szerokość okna rdzenia transformatora, nie jest funkcją obranej średnicy rdzenia, lecz jest tylko funkcją napięcia zwarcia, strat obciążeniowych i założonych współczynników zapełnienia uzwojeń, względnie okna. W danym przypadku szerokość okna wynosiła dla wszystkich obliczeń jednolicie 26 cm.

Następnym etapem obliczeń było ustalenie zależności między średnicą kolumny D i długością poosiową uzwojenia l. Ta zależność jest już, oczywiście, inna dla każdego przypadku, zależnie od obranej wartości strat w żelazie i gatunku blachy. Na tej podstawie obliczono ciężary żelaza i miedzi, koszt materiałów czynnych oraz indukcję i gęstość prądu. Drogą obliczenia całkowitego kosztu materiałów czynnych dochodzimy wtedy do najkorzystniejszej wartości średnicy D, odpowiadającej minimalnemu kosztowi materiałów M, przy zachowaniu indukcji dopuszczalnej dla danej wielkości transformatora. Otrzymane wartości liczbowe zestawione są w tabl. III.

W a r i a n t p i e r w s z y obejmował obliczenie transformatora o mocy 6300 kVA, przy stratach w żelazie równych 18,7 kW i przy wykonaniu rdzenia z blachy o stratności 1,3 W/kg. Nie przytaczamy tu biegu obliczenia, a tylko jego wyniki, odsyłając zainteresowanych do cytowanej literatury [3, 6, 7]. Na rys. 4 podane są wyniki obliczeń w postaci krzywych długości uzwojenia l, ciężaru żelaza i miedzi oraz indukcji — wszystko w funkcji średnicy kolumny rdzenia D. Krzywa M podaje koszt materiału czynnego transformatora, obliczony w założeniu, że cena 1 kg blachy o stratności 1,3 W/kg wynosi 5 zł, a cena 1 kg miedzi nawojowej 20 zł. Koszt materiału osiąga minimum przy średnicy rdzenia 38 cm; tej średnicy odpowiada jednak zbyt wielka indukcja B = = 16 200 Gs; aby zejść poniżej 15000 Gs, zwiększamy średnicę kolumny do 42 cm, co daje zresztą tylko bardzo nieznaczny wzrost kosztów (rzędu 1%), i ustalamy następujące najkorzystniejsze wymiary transformatora i inne jego dane: średnica D = 42 cm; rozstaw osi kolumny R = 68 cm; wysokość kolumny H = 109 cm; indukcja B = 14900 Gs; gęstość prądu

OZNACZENIA do rys. 4, 5, 6, 7

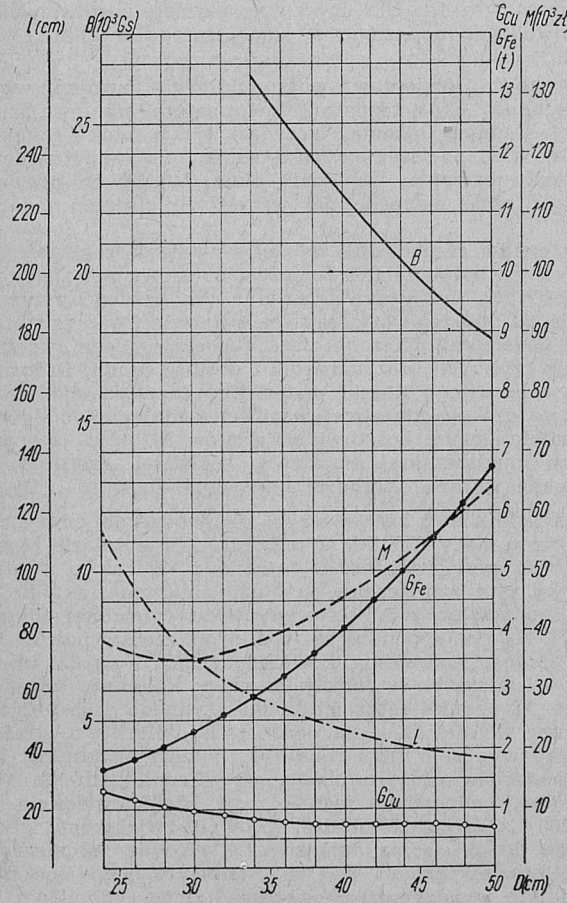
l — długość poosiowa uzwojenia (cm)
B — indukcja magnetyczna (Gs)
G_{Fe} — ciężar blachy (t)
G_{Cu} — ciężar miedzi (t)
M — koszt materiału czynnego (tys. zł)



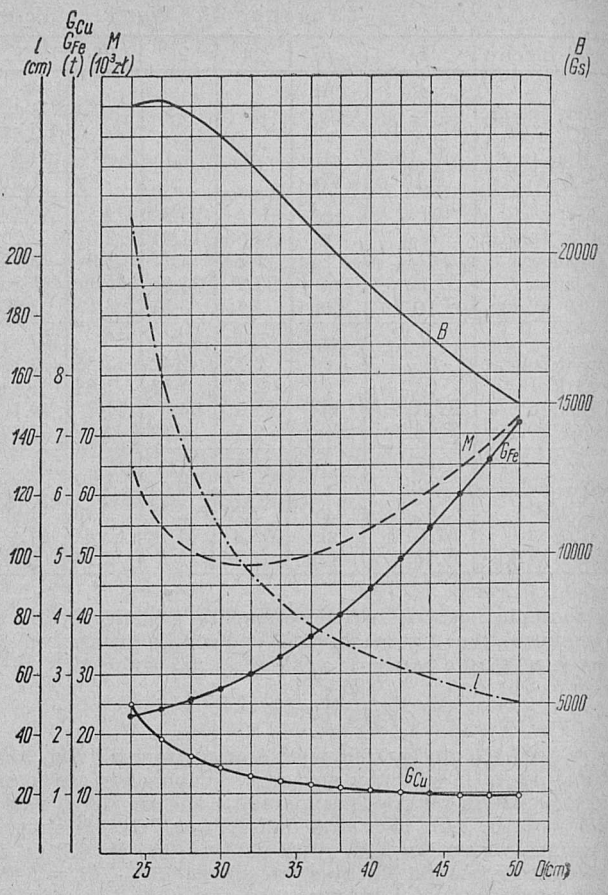
Rys. 4. Transformator na 6300 kVA, 30 kV
Straty w żelazie 18,7 kW; blacha o stratności 1,3 W/kG

j = 3,72 A/mm²; ciężar blachy netto 5500 kg; ciężar miedzi netto 1515 kg; koszt materiałów czynnych netto 57 700 zł.

W a r i a n t d r u g i stanowi wykonanie transformatora z pełnymi stratami 18,7 kW, z blachy o stratności

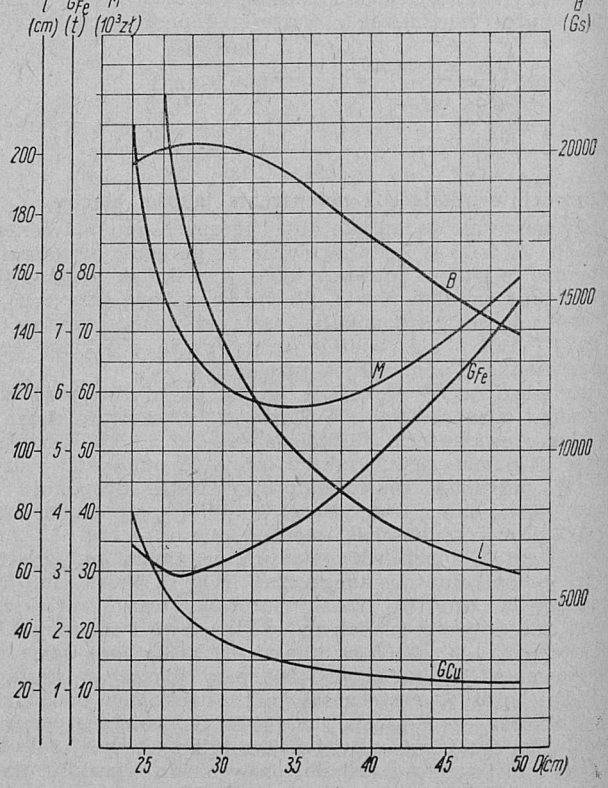


Rys. 5. Transformator na 6300 kVA, 30 kV
Straty w żelazie 18,7 kW; blacha o stratności 0,9 W/kG



Rys. 6. Transformator na 6300 kVA, 30 kV
Straty w żelazie 15 kW; blacha o stratności 0,9 W/kG

0,9 W/kg, według krzywych rys. 5. Koszt materiału czynnego obliczono tu w założeniu, że cena blachy o stratności 0,9 W/kg będzie o 50% wyższa niż cena blachy o stratności 1,3 W/kg, co odpowiada mniej więcej stosunkom radzieckim



Rys. 7. Transformator na 6300 kVA, 30 kV
Straty w żelazie 13,0 kW; blacha o stratności 0,9 W/kG

Minimum kosztów materiału czynnego wypada przy średnicy $D=28$ cm, której odpowiada jednak indukcja rzędu 30 000 Gs; aby zejść do wykonalnych wartości nasyceń, trzeba zwiększyć średnicę do ~ 50 cm, co powoduje wzrost kosztów materiału czynnego do ~ 64 500 zł, a więc o ~ 84% więcej niż wynosi teoretycznie możliwe minimum, i o ~ 12% więcej niż koszt materiału czynnego w wariancie I (przy stratności blachy 1,3 W/kg). Wariant II jest więc wyraźnie niekorzystny i rozpatrywany dalej nie będzie.

Wariant trzeci stanowi wykonanie transformatora z blachy o stratności 0,9 W/kg przy stratach obniżonych, zgodnie z normą, do 15,0 kW (rys. 6). Minimum kosztów materiału czynnego odpowiada średnicy 32 cm, jednak ze względu na zbyt wysoką indukcję trzeba średnicę zwiększyć do 42 cm, co powoduje wzrost kosztów materiału czynnego o ~ 40% w stosunku do teoretycznego minimum, czyli do wartości prawie równej kosztom materiału czynnego według wariantu I. Ostatecznie więc można dla tego wariantu przyjąć: $D = 42$ cm, $R = 68$ cm, $H = 80$ cm, $B = 18200$ Gs, $j = 4{,}54$ A/mm^2; ciężar blachy wyniesie 4920 kg, miedzi — 1030 kg, koszt materiału czynnego 57 500 zł.

Wariant czwarty. Ze względu na korzystne wyniki, osiągnięte dzięki obniżeniu strat w żelazie, obliczono dalszy wariant, dla którego przyjęto straty w żelazie jeszcze niższe — równe 11 kW — i blachę o stratności 0,9 W/kg (rys. 7). Minimum kosztów materiału czynnego odpowiada w tym wypadku $D = 36$, ze względu jednak na nieco za wysoką indukcję powiększamy średnicę do 38 cm, co powoduje zwyżkę kosztów wytwarzania o ~ 3%, a więc bardzo nieznaczną w stosunku do teoretycznego minimum. Ostatecznie można dla tego wariantu przyjąć: $D = 38$ cm, $R = 64$ cm, $H = 105$ cm, $B = 18000$ Gs, $j = 3{,}95$ A/mm^2, ciężar żelaza 4310 kg, ciężar miedzi 1340 kg, koszt materiałów 58 700 zł.

Dla każdego z trzech przyjętych wariantów obliczamy jeszcze całkowity koszt transformatora, jako sumę kosztów wytwarzania oraz kosztów strat za cały czas eksploatacji. Przyjmujemy przy tym, jak wyżej, że koszt materiału czynnego stanowi 40% całkowitych kosztów wytwarzania, że okres amortyzacji wynosi 15 lat, a czas użytkowania strat jałowych 8760 godz; jako czas użytkowania strat obciążeniowych przyjmujemy 2000 godz. Daje to skapitalizowany koszt 1 W strat obciążeniowych równy $15 \cdot 2000 \cdot 12{,}8 \cdot 10^{-5} = 3{,}84$ zł.

Doszliśmy więc do następujących wartości kosztów całkowitych:

Wariant I

$2{,}5 \cdot 57700 + 16{,}8 \cdot 18700 + 3{,}84 \cdot 53500 = 664000$ zł,

Wariant III

$2{,}5 \cdot 57500 + 16{,}8 \cdot 15000 + 3{,}84 \cdot 53500 = 602000$ zł,

Wariant IV

$2{,}5 \cdot 58700 + 16{,}8 \cdot 13000 + 3{,}84 \cdot 53500 = 573000$ zł.

Dalsze zestawienie wyników obliczenia podaje tabl. IV.

Obliczenia dotychczasowe wszystkich wariantów nasuwają przede wszystkim wniosek, że właściwe wyzyskanie obniżonej stratności blachy możliwe jest tylko wtedy, kiedy towarzyszy mu wzrost przenikalności magnetycznej; dla blach walcowanych na zimno warunek ten jest spełniony.

Drugim wnioskiem jest to, że obniżeniu stratności blachy powinno towarzyszyć obniżenie strat jałowych transformatora, ponieważ wyzyskanie zwiększonych strat prowadzi przy zmniejszonej stratności blachy do konstrukcji nieekonomicznych.

Wszystkie trzy nadające się do wykonania warianty dają praktycznie jednakowy koszt materiałów czynnych i — co za tym idzie — jednakowy koszt wytwarzania, natomiast całkowity koszt eksploatacji jest przy lepszej blasze w wariancie III o ~ 9,4%, a w wariancie IV o ~ 13,5% niższy od kosztu eksploatacji transformatora z blachy o stratności 1,3 W/kg. Wariant III pozwala na najdalej idącą oszczędność miedzi jako materiału deficytowego, co jest niesłychanie ważne z punktu widzenia ekonomicznego; ponieważ poza tym wariant ten jest korzystny z punktu widzenia zarówno kosztów wytwarzania, jak i eksploatacji, przeto można uznać go

Tablica IV

		Wariant I	Wariant III	Wariant IV
Gatunek blachy	(W/kg)	1,3	0,9	0,9
Straty jałowe	(kW)	18,7	15,0	13,0
Ciężar żelaza	(kg)	5500	4920	4310
Ciężar miedzi	(kg)	1510	1030	1340
Koszt materiału czynnego	(10^3 zł)	57,7	57,5	58,7
Koszt całkowity	(10^3 zł)	664	602	573

za najbardziej nadający się do realizacji i sformułować wnioski dla transformatorów wielkiej mocy w następujący sposób: wprowadzenie do produkcji blachy transformatorowej zimno walcowanej o stratności ~ 0,9 W/kg przy grubości 0,35 mm pozwoliłoby zaoszczędzić w budowie dużych transformatorów ~ 10% stali i ~ 30% miedzi przy jednoczesnym obniżeniu strat jałowych o ~ 20%; koszty wytwarzania nie uległyby przy tym zmianie, natomiast koszty eksploatacji obniżyłyby się o ~ 9%.

Transformatory małej i średniej mocy. Podobny do poprzedniego rachunek przeprowadzono również dla transformatorów mniejszej mocy, mianowicie 100 i 1000 kVA. W myśl przytoczonych wyżej wniosków obliczenia wykonano już tylko dla dwu wariantów: I — pełne straty przy blasze o stratności 1,3 W/kg i II — obniżone straty przy blasze o stratności 0,9 W/kg. Obrano tu metodę podaną przez prof. B. Dubickiego [2], która — przy uwzględnieniu założonych strat i napięcia zwarcia — pozwala dojść szybciej do najkorzystniejszych wymiarów.

Przy obliczaniu przyjęto następujące założenia:

straty w żelazie, w miedzi i napięcie zwarcia według norm PN;

współczynnik zapełnienia przekroju kołowego żelaza $k_3 = 0{,}77$;

straty jednostkowe w miedzi $\Delta p_{cu} = 2{,}64$ W/kg;

ceny: blachy o stratności 0,9 W/kg — 7,5 zł/kg; blachy o stratności 1,3 W/kg — 5 zł/kg; miedzi — 20 zł/kg;

stosunek przekrojów jarzma i kolumny $\beta = 1{,}1$;

gęstości prądu jednakowe we wszystkich uzwojeniach.

Obliczenia, wykonane wymienioną wyżej metodą prof. B. Dubickiego, doprowadziły do wyników podanych w tabl. V.

5. Wnioski.

Jak wynika z obliczeń, zastosowanie lepszej blachy pozwala zarówno w małych, jak i w dużych transformatorach, na osiągnięcie znacznych oszczędności przy jednoczesnym obniżeniu strat jałowych o ~ 20%. Tak np. dla transformatora o mocy 100 kVA:

ciężar żelaza czynnego spada z 396 na 283 kg, tj. o 27,5%,

ciężar miedzi nawojowej spada z 126 na 108 kg, tj. o 14,5%,

koszt materiału czynnego i koszt wytwarzania spadają o 20%,

koszt całkowity (w eksploatacji) spada o 14%.

Dla transformatora o mocy 1000 kVA:

ciężar żelaza czynnego spada z 1610 na 1100 kg, tj. o 32%,

ciężar miedzi nawojowej spada z 500 na 440 kg, tj. o 12%,

Tablica V

Moc transformatorów P	kVA	100		1000	
Stratność blachy	W/kg	1,3	0,9	1,3	0,9
Straty w żelazie transformatora ΔP_{Fe}	W	800	640	4100	3300
Współczynnik zapełnienia okna miedzią K_{cu}	—	0,13		0,19	
Szerokość okna b	cm	21,2	21,2	23,7	23,7
Ciężar żelaza czynnego G_{Fe}	kg	390	283	1610	1100
Ciężar miedzi G_{cu}	kg	126	108	500	440
Indukcja B	Gs	11900	14900	13600	17000
Gęstość prądu j	A/mm^2	2,69	2,89	3,25	3,48
Koszt materiału czynnego	zł	4470	3585	18050	17050
Całkowity koszt eksploatacyjny	zł	33800	29000	167700	151900

koszt materiału czynnego i koszty wytwarzania spadają o 5,5%,
koszt całkowity (w eksploatacji) spada o 9,5%.
Wreszcie dla transformatora o mocy 6300 kVA:
ciężar żelaza czynnego spada z 5500 na 4920 kg, tj. o 10,5%,
ciężar miedzi nawojowej spada z 1510 na 1030 kg, tj. o 32%,
koszt materiału czynnego i koszt wykonania bez zmiany,
koszt całkowity (w eksploatacji) spada o 9,5%.

Wyniki powyższe pozwalają na sformułowanie ostatecznego wniosku: opanowanie przez hutnictwo krajowe dla potrzeb naszego przemysłu transformatorowego produkcji blachy elektrotechnicznej o stratności obniżonej do 0,9 W/kg i znacznie lepszej przenikalności magnetycznej pozwoliłoby na osiągnięcie w gospodarce krajowej znacznych korzyści ekonomicznych. Korzyści te wynikają z zaoszczędzenia poważnej ilości deficytowego materiału — miedzi, przy czym oszczędność tę można oszacować na ~ 15 do 20% oraz z zaoszczędzenia blachy elektrotechnicznej, którą można oceniać na ok. 20 do 30%.

Transformatory takie byłyby — przy nieco niższych kosztach wytwarzania (obniżka średnio rzędu 5%) — znacznie lepsze, ponieważ ich straty jałowe byłyby o ok. 20% mniejsze od strat transformatorów budowanych obecnie z blachy o stratności 1,3 W/kg. Pozwoliłoby to na znaczną zniżkę kosztów ich eksploatacji — 10 do 15%. Podane tu liczby nie są oczywiście ścisłe, ponieważ dokładne określenie oszczędności, zarówno w budowie jak i eksploatacji, możliwe będzie tylko drogą dokładnego obliczenia poszczególnych typów.

Zadaniem niniejszego referatu jest ustalenie tylko rzędu wielkości liczb, przy czym podane wyżej liczby są obliczone ostrożnie, ponieważ np. w obliczeniu korzyści, wynikających z wprowadzenia blach walcowanych na zimno, nie uwzględniono poprawy współczynnika zapełnienia, wynikającej ze sposobu walcowania.

Z drugiej strony liczby, wyprowadzone w pierwszej części referatu, wskazują na bardzo poważne straty płynące z dostarczania naszemu przemysłowi blach o stratności wyżej niż 1,3 W/kg, lub blach o niewystarczającej gładkości powierzchni. Płynące stąd straty znacznie przekraczają wartość samej blachy.

Poprawę jakości blach transformatorowych należy uznać za jedno z najpilniejszych zadań naszego hutnictwa w najbliższej przyszłości.

LITERATURA

[1] Jezierski E. Transformatory (PWT)
[2] Dubicki B. Obliczanie trójfazowych transformatorów rdzeniowych (Prz. Elektr., 1950, str. 22—30)
[3] Lepieszko W. Ekonomiczne projektowanie transformatorów (Materiały informacyjne CBKME, nr 15/16, grudzień 1953 r.)
[4] Tichomirow P. M. Rasczot transformatorow (1953)
[5] Bułgakow N. T. Rasczot transformatorow (1950)
[6] Schwartz B. Der wirtschaftliche Entwurf des Transformators (EuM, 1931, str. 873)
[7] Böcker M. Beitrag zur Vorausberechung von Transformatoren (EuM, 1936, str. 77)

XIX

MGR INŻ. HELENA LATOUR
MGR INŻ. JERZY GZYLEWSKI
Zakład Wysokich Napięć
Inst. Elektr.

O nasycaniu izolacji papierowej transformatorów lakierami olejoodpornymi

621.314:621.315.614.6:621.315.615.9

Treść. Omówiono metody nasycania uzwojeń lakierami oraz podano kryteria, którymi należy kierować się przy ustalaniu parametrów procesów nasycania. Bliżej rozpatrzono budowę oraz własności gliptalowych lakierów olejoodpornych. Przedstawiono przebieg nasycania izolacji papierowej lakierami i w szczególności krajowym lakierem gliptalowym oraz wyniki badania własności nasyconych wycinków.

Пропитывание бумажной изоляции трансформаторов маслостойкими лаками. Обсуждаются методы пропитывания обмоток и указан критерий, которым следует руководствоваться при выборе параметров процесса пропитки. Подробнее рассмотрено строение и свойства глифталевых маслостойких лаков. Представлены ход процесса пропитки бумажной изоляции лаками (в особенности глифталевым лаком отечественного производства) и результаты исследования свойств пропитанных отрезков материала.

Impregnation with oil-resistible glyptal lacquers of transformer insulation paper. The author deals with the methods of impregnating windings with glyptal lacquers, and criterions to be observed in determining parameters of impregnation processes. He reviews, in a more detailed form, the structure of oil-resistible glyptal lacquers. Review of the procedure in impregnating paper insulation with lacquers, particularly with Polish-made glyptal lacquer, and results of testing the properties of test samples so impregnated.

1. Wstęp.

W szeregu współczesnych konstrukcji transformatorów energetycznych oraz przekładników napięciowych stosuje się — celem zwiększenia ich wytrzymałości mechanicznej — nasycanie uzwojeń lakierami olejoodpornymi. Ten zabieg technologiczny umożliwia również w transformatorach na wyższe napięcia zastąpienie preszpanem cylindrów z papieru bakelizowanego. Nasycanie uzwojeń izolowanych papierem jest jednak procesem dość trudnym. Trudność polega tu z jednej strony na uzyskaniu odpowiedniego lakieru, z drugiej zaś na ustaleniu właściwych parametrów suszenia, sycenia oraz utwardzania nasyconych uzwojeń. Spośród istniejących lakierów elektroizolacyjnych najlepsze do tych celów okazują się lakiery oparte na modyfikowanych żywicach gliptalowych. Lakier tego typu, będący odpowiednikiem radzieckiego lakieru gliptalowego 1154, opracowany został i wprowadzony do produkcji przez Instytut Farb i Lakierów w Gliwicach. W Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki podjęto próbę zastosowania tego lakieru do nasycania izolacji papierowej. Wyniki prób wskazują, że lakier ten może być do tego celu stosowany, na razie jednak w ograniczonym zakresie.

2. Lakiery izolacyjne syciwne.

Lakiery izolacyjne syciwne są to koloidalne roztwory substancji podstawowych (np. żywic, bitumin, olejów schnących) w rozpuszczalnikach lotnych. W procesie utwardzania rozpuszczalnik usuwa się, natomiast podstawa lakieru, nazywana często osnową, przechodzi w fazę stałą, tworząc z materiałem nasycanym właściwą izolację. Specjalną grupę stanowią lakiery przeznaczone do nasycania uzwojeń izolowanych papierem, pracujących w oleju transformatorowym. Lakiery tego typu powinna charakteryzować po utwardzeniu zdolność pełnego zespolenia układu zwojów w jednolitą całość wytrzymałą mechanicznie. Równocześnie muszą być one chemicznie odporne — głównie na działanie gorącego oleju transformatorowego, muszą mieć dużą przewodność cieplną oraz dobre własności izolacyjne.

Dla spełnienia powyższych wymagań lakiery syciwne powinny mieć następujące własności:

1) stosunkowo małą lepkość i dobrą przenikalność, zapewniającą dokładne wniknięcie w pory materiału nasycanego,

2) przy maksymalnej zawartości żywicy możliwie małą ilość rozpuszczalnika, dla zapobieżenia skurczu masy w trakcie jej utwardzania,

3) dużą odporność chemiczną, zwłaszcza na wilgoć i oleje mineralne,

4) dobrą przyczepność do papieru i miedzi, zapewniające trwałe złączenie papieru z przewodem miedzianym, jak również poszczególnych zwojów między sobą,

5) możliwie krótki czas utwardzania,

6) zachowanie twardości i elastyczności powłoki w dopuszczalnych temperaturach pracy transformatora,

7) odpowiednio wysokie własności dielektryczne powłoki w całym zakresie temperatur występujących w transformatorze.

Jak wykazały doświadczenia zagraniczne [1], tylko nieliczne lakiery mają własności zbliżone do wyżej wymienionych. Szeroko stosowane do nasycania uzwojeń pracujących w powietrzu, odporne na wilgoć, lakiery olejowe bitumiczne nie spełniają tych wymagań, gdyż nie są olejoodporne. Je-

dynie lakiery, oparte na niektórych żywicach naturalnych, jak np. kalafonia, lub syntetycznych, można stosować do tych celów. Spośród żywic syntetycznych należy wymienić przede wszystkim żywice typu bakielitowego oraz gliptalowego.

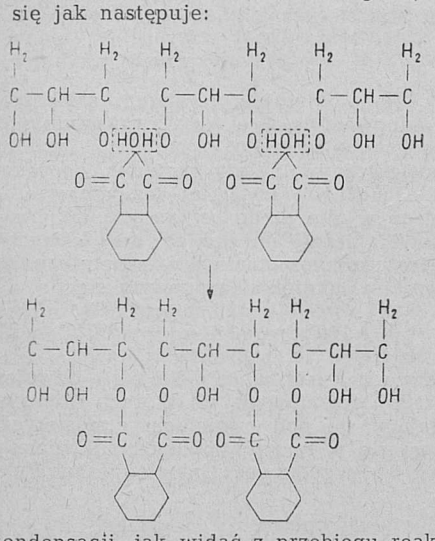
Żywice bakielitowe oprócz dobrych własności elektrycznych cechuje w stanie utwardzonym bardzo dobra olejoodporność. Stosowanie ich do nasycania jest jednak ograniczone ze względu na kruchość po utwardzeniu oraz znaczne wydzielanie się w czasie utwardzania szkodliwego wolnego fenolu.

Osobną grupę lakierów syciwnych stanowią lakiery oparte na żywicy gliptalowej, będącej związkami gliceryny z bezwodnikiem kwasu ftalowego. Żywice gliptalowe, dla zwiększenia ich elastyczności, modyfikuje się plastyfikatorami, którymi są przeważnie oleje roślinne lub ich kwasy tłuszczowe. Lakiery te są olejoodporne, elastyczne i mają dobre własności elektryczne.

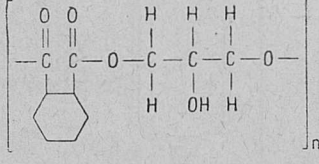
3. Budowa i charakterystyka olejoodpornych lakierów gliptalowych.

O s n o w a l a k i e r u. Osnowę lakierów gliptalowych stanowi żywica gliptalowa, należąca do grupy żywic alkidowych otrzymywanych drogą polikondensacji wielowodorotlenowych alkoholi z wielozasadowymi kwasami organicznymi lub ich bezwodnikami.

Mechanizm tworzenia się żywicy gliptalowej otrzymywanej w wyniku kondensacji gliceryny ($CH_2OH—CHOH—CH_2OH$) z bezwodnikiem kwasu ftalowego ($C_6H_5(CO)_2O$) przedstawia się jak następuje:



Proces kondensacji, jak widać z przebiegu reakcji, tworzy z początku układy liniowe poli-cząsteczek, które w miarę postępu reakcji przechodzą w sferyczne. Ostatecznie budowa podstawowego członu żywicy gliptalowej może być przedstawiona w sposób następujący:



gdzie n — określa liczbę elementów podstawowych i sięga 1000.

M o d y f i k a t o r y ż y w i c g l i p t a l o w y c h. Żywica gliptalowa — ze względu na bardzo dużą kruchość i ograniczoną rozpuszczalność w technicznych rozpuszczalnikach organicznych — nie może być stosowana do nasycania. Wady te usuwa się jednak łatwo przez dodanie do żywicy olejów roślinnych. Gliptale modyfikowane schnącymi olejami roślinnymi charakteryzuje dobra przyczepność do podłoża. Błona ma dużą twardość i elastyczność oraz odporność na działanie czynników chemicznych.

Olejami roślinnymi mającymi tu zastosowanie są schnący olej lniany i tungowy. Oleje te zbudowane są z cząsteczek łańcuchowych z kilkoma wiązaniami podwójnymi. Z chwilą wbudowania się olejowych cząsteczek liniowych do żywicy uzyskuje ona znaczną elastyczność. Stopień elastyczności regulowany jest zwykle — w zależności od wymagań — ilością dodawanego oleju schnącego, która zawiera się w granicach: dla tzw. „tłustych" żywic alkidowych (maksymalna elastyczność, czas schnięcia długi) — 70—80% czynnika tłuszczowego, dla „średnich"

żywic alkidowych — 40—50% „ „

dla „chudych"

żywic alkidowych — 30—40% „ „

Proces schnięcia olejów nie jest dotychczas wyjaśniony. Rozpowszechniona jest hipoteza [2] powstawania cząsteczek rozgałęzionych na skutek tworzenia się mostków tlenowych pomiędzy długimi łańcuchami kwasów tłuszczowych olejów. Niezależnie jednak od przyjętego mechanizmu do przebiegu procesu schnięcia błony olejowej, a szczególnie do jego zapoczątkowania, niezbędna jest obecność tlenu.

S y k a t y w y. Czynnikami przyspieszającymi zapoczątkowanie reakcji schnięcia olejów oraz dalszy jej bieg są katalizatory. Zalicza się do nich tlen oraz sole wielowartościowych metali. Te ostatnie znane są pod nazwą sykatyw i obejmują przede wszystkim tlenki ołowiu, manganu, kobaltu i żelaza; ponadto węglany oraz octany powyższych metali. Ilość sykatywy, wprowadzonej do żywicy, nie przekracza wagowo 0,5%, przy czym dobrze dobrane kompozycje pozwalają na użycie znacznie mniejszych ilości.

Katalityczne działanie sykatywy na proces schnięcia oleju, albo żywicy zmodyfikowanej olejem, można wyjaśnić tym, iż metal pobiera tlen z powietrza i przechodzi do wyższej wartościowości. Tlen ten jest następnie przenoszony na cząsteczkę oleju z ewentualnym wytworzeniem nadtlenku, podczas gdy metal regeneruje się do niższej wartościowości i znów służy jako katalizator [2].

R o z p u s z c z a l n i k. Dla lakierów olejowo-gliptalowych stosuje się rozpuszczalniki aromatyczne, przede wszystkim ksylen, benzen i toluen, albo ich mieszaniny dobrane w odpowiednich stosunkach.

M e c h a n i z m p r o c e s u u t w a r d z a n i a b ł o n y l a k i e r o w e j. Ze względu na złożoną budowę lakieru, proces schnięcia powłoki lakierowej olejowo-żywicznej jest skomplikowany i niecałkowicie wyjaśniony. Należy rozróżnić dwa główne równolegle biegnące procesy: fizyczne i chemiczne powstawania błony.

Z punktu widzenia fizycznego lakier w stadium, w którym używany jest do nasycania, zawiera w swym składzie częściowo już spolimeryzowane (liniowo) cząsteczki żywicy, których rozmiary są zawarte w granicach cząsteczek kolloidalnych i są rzędu od 10—100 Å. Wobec przewagi ilościowej rozpuszczalnika stanowi on fazę rozpraszającą, w której zawarta jest faza rozproszona polimerów żywicy i oleju. Fizyczny proces schnięcia takiego układu będzie polegał przede wszystkim na stopniowym odparowaniu czynnika lotnego, którym jest rozpuszczalnik. W procesie tworzenia się błony można wyróżnić tu trzy stadia parowania rozpuszczalnika, a mianowicie:

1) cząsteczki substancji lotnych przedyfundowują przez masę błonotwórczą, przy czym szybkość dyfuzji maleje w miarę zestalania się na skutek tarcia wewnętrznego;

2) ulatniające się cząsteczki tworzą na powierzchni błony warstwę gazową, której tarcie wewnętrzne jest odwrotnie proporcjonalne do temperatury;

3) w stadium końcowym cząsteczki dyfundują z przylegającej warstwy zewnętrznej, przy czym przebieg procesu zależy od warunków zewnętrznych (wentylacji, temperatury i innych) i może być przyspieszony przez właściwy ich dobór.

Bardziej nowoczesne metody przyspieszania parowania polegają na użyciu promieni podczerwonych o długości od 12000 do 16000 Å, co ponadto pozwala uniknąć wielu zakłóceń w fizycznych własnościach błony.

Równolegle z fizycznym procesem odparowywania rozpuszczalnika przebiega chemiczny proces polimeryzacji i polikondensacji żywicy i oleju, przy czym szybkość jego w przeciwieństwie do odparowywania wzrasta w miarę postępu procesu. Wynika to stąd, że w miarę odparowywania fazy rozpraszającej odległości między poszczególnymi cząstkami polimerów szybko maleją, wskutek czego powstają coraz korzystniejsze warunki dla reakcji między nimi.

Czynnikiem, wywierającym zasadniczy wpływ na przebieg procesu utwardzania lakierów olejowo-gliptalowych, jest dopływ ciepła przy odpowiedniej temperaturze. Z jednej strony przyspiesza on odparowywanie czynnika lotnego, z drugiej zaś niezbędny jest do zapoczątkowania i następnie nadania szybkości reakcji w chemicznej fazie procesu. Stąd nazwa dla tej grupy lakierów — lakiery piecowe albo lakiery gorącego suszenia. Najkorzystniejszy zakres temperatury przy-

pada w granicach 120—180°C. Ze względu na obecność oleju istotnym czynnikiem towarzyszącym utwardzaniu jest ponadto właściwy dobór wentylowania.

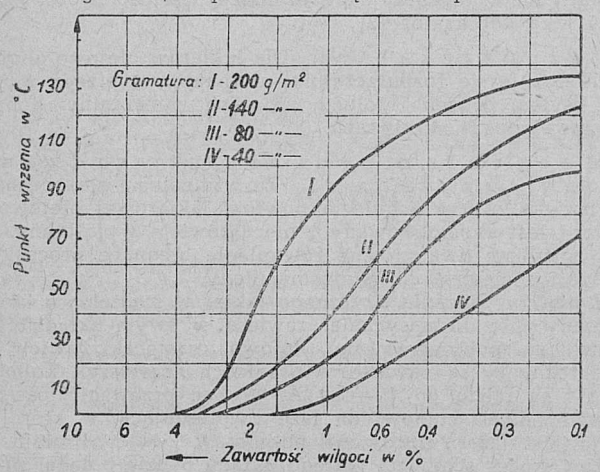
Charakterystyka krajowego lakieru gliptalowego. Nasycający lakier gliptalowy opracowany przez Instytut Farb i Lakierów w Gliwicach, stanowiący odpowiednik radzieckiego lakieru 1154, zawiera w swoim składzie żywicę gliptalową, rezostal L50 jako osnowę, modyfikowaną olejem lnianym z domieszką tungowego, sykatywę ołowiową oraz — jako rozpuszczalnik — mieszaninę ksylenu z toluenem. Własności fizyko-chemiczne lakieru podane są w tabl. I. Omawiany lakier gliptalowy może mieć zastosowanie do nasycania uzwojeń zarówno miedzianych, jak i aluminiowych, gdyż wykazuje on dla obu wypadków dostateczną przyczepność do powierzchni metali.

Należy podkreślić, iż podany w tabl. I czas schnięcia dotyczy powłoki o grubości nie przekraczającej 0,055 mm. Przy grubościach większych czas ten jest znacznie dłuższy, co ogranicza stosowanie lakieru jedynie do nasycania cienkich warstw izolacyjnych.

4. Nasycanie izolacji papierowej lakierami.

Proces nasycania lakierem składa się z następujących etapów: 1) wstępnego suszenia nasycanego materiału, 2) właściwego nasycania, 3) zabiegu końcowego — utwardzenia lakieru.

Wstępne suszenie materiału ma na celu możliwie całkowite odwilgocenie, a ponadto zwiększenie porowatości oraz



Rys. 1. Zależność stopnia wysuszenia papieru od temperatury wrzenia wilgoci (Holland-Merten)

polepszenie usieciowienia powierzchni por. Wiadomo, iż suszenie najkorzystniej przebiega w próżni przy jednoczesnym ogrzewaniu nasycanego materiału. Próżnia oraz temperatura wpływają decydująco nie tylko na szybkość, ale i na stopień wysuszenia. Izolacja włóknista ma strukturę porowatą, na którą składają się przestrzenie otwarte i zamknięte. W skład tych ostatnich wchodzą pory zamknięte kapilarami. Odwilgocanie w próżni przestrzeni otwartych jest zwykłą destylacją. Natomiast przy odwilgocaniu w próżni resztek par i gazów z por zamkniętych kapilarami, po ustaleniu się ciśnienia w obszarze otaczającym materiał, występuje dla danej temperatury zależność:

$$P_1 = P_0 + h, \tag{1}$$

gdzie

P_0 — ciśnienie pary wodnej otaczającej materiał,
h — ciśnienie potrzebne do pokonania sił kapilarnych,
P_1 — ciśnienie pary w porach.

Ze wzoru (1) widać wyraźnie, że punkt suszenia śladów wilgoci w porach jest wyższy o czynnik h, który staje się decydujący przy małych ciśnieniach P_0. Występuje tu „przesunięcie" w górę temperatury wrzenia wilgoci w porach w stosunku do temperatury wrzenia tejże w otaczającym ośrodku. Stąd więc dla odprowadzenia resztek wilgoci należy zwiększyć ciśnienie ($P_1 > P_0 + h$), co można uzyskać przez podwyższenie temperatury suszonego materiału. Wpływ „przesunięcia" temperatury wrzenia na stopień wysuszenia papieru podano według Holland-Mertena [4] na rys. 1. Z podanych tam krzywych wynika, że papiery o większej gramaturze suszą się trudniej i wymagają stosowania wyższych temperatur. Należy podkreślić, że obniżenie ciśnienia P_0 (powiększenie próżni) nie tylko ułatwia odprowadzanie wilgoci, wynikające z równ. (1), ale również pozwala na stosowanie większego „przesunięcia" temperaturowego. Suszenie przy niskich ciśnieniach usuwa ponadto niebezpieczeństwo rozkładu papieru, któremu towarzyszy niepożądane wydzielanie się substancji gazowych.

Przy porowatej strukturze izolacji włóknistej proces nasycania ma na celu wypełnienie lakierem przestrzeni otwartych i zamkniętych. Wypełnianie przestrzeni otwartych jest stosunkowo łatwe, przy czym temperatura lakieru ma wpływ jedynie na szybkość wypełniania. W praktyce, jeśli na powierzchni lakieru, do którego zanurzono np. izolowane papierem cewki, znikną wydobywające się z wnętrza pęcherze gazowe, świadczy to, że przestrzenie otwarte nasycone zostały lakierem. Natomiast stopień wypełniania lakierem przestrzeni zamkniętych, zależny jest od ciśnienia i temperatury, przy których przebiega proces nasycania.

Należy tu rozróżnić dwa przypadki.

a) Nasycanie przy ciśnieniu atmosferycznym. Uzwojenie izolowane zanurza się do otwartego naczynia z lakierem. Dla tego przypadku ciśnienie powietrza w przestrzeniach zamkniętych równe jest ciśnieniu atmosferycznemu. Oznaczając przez p ciśnienie atmosferyczne dla przestrzeni zamkniętych, możemy napisać:

$$pV = RT, \tag{2}$$

gdzie V — objętość gazu w przestrzeni zamkniętej, R — stała gazowa, T — temperatura bezwzględna w °K.

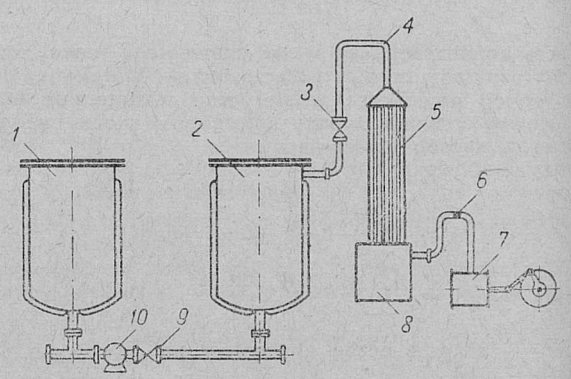
Ponieważ w czasie całego procesu nasycania p = const = ciśnieniu atmosferycznemu, z zależności (2) wynika:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}, \tag{3}$$

gdzie V_1 i V_2 — objętości przestrzeni zamkniętych w temperaturach odpowiednio T_1 i T_2. Z równania (3) widać wyraźnie, że celem najlepszego wypełnienia lakierem przy ciśnieniu atmosferycznym należy materiał nasycany zanurzać w lakierze o możliwie wysokiej temperaturze, a następnie utrzymywać go w nim aż do ostygnięcia lakieru do temperatury pokojowej. Jeżeli np. lakier ma temperaturę 100°C, a następnie ostudzony zostanie do temperatury 20°C, to objętość przestrzeni zamkniętych zmniejszy się o:

$$\left(1 - \frac{V_2}{V_1}\right) 100\% = \left(1 - \frac{293}{373}\right) 100\% \cong 21\%.$$

b) Nasycanie w próżni. Uzwojenie znajduje się w zbiorniku próżniowym, do którego doprowadza się lakier, znajdujący się pod ciśnieniem atmosferycznym. Nasycanie odbywa się w tym przypadku w układzie przedstawionym na rys. 2. Początkowo ciśnienie gazów P_1 w przestrze-



Rys. 2. Układ schematyczny do nasycania lakierem

1 — kocioł do lakieru
2 — kocioł do nasycania
3 — zawór próżniowy
4 — przewód próżniowy
5 — skraplacz
6 — zawór
7 — pompa próżniowa
8 — zbiornik do kondensatu
9 — kran do lakieru
10 — pompa do kotła lakierowego

niach zamkniętych równe jest ciśnieniu w zbiorniku próżniowym. Przy temperaturze T_1 objętość przestrzeni zamkniętych wyniesie wtedy

$$V_1 = R \cdot \frac{T_1}{P_1}. \tag{4}$$

Natomiast z chwilą doprowadzenia do zbiornika lakieru i obniżenia temperatury całości do T_2, objętość przestrzeni zamkniętych wyniesie

$$V_2 = R \cdot \frac{T_2}{P_2},$$

gdzie P_2 — ciśnienie atmosferyczne. Przestrzenie zamknięte zmniejszą się zatem w stosunku:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{T_2 \cdot P_1}{T_1 \cdot P_2}. \tag{5}$$

Jeżeli np. doprowadzenie lakieru rozpoczęto przy ciśnieniu $P_1 = 100$ torr i temperaturze 100°C, a następnie całość ostudzono do temperatury 20°C przy ciśnieniu $P_2 = 760$ torr, to:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{293 \cdot 100}{373 \cdot 760} = 0{,}104,$$

a więc objętość przestrzeni zamkniętych zmniejszy się o ~ 90%. Korzyści nasycania w próżni są więc wyraźne. Ze wzoru (5) wynika również, że stosowanie nadciśnienia $P_2 > 760$ torr opłaca się tylko w wyjątkowych wypadkach, zwiększenie bowiem np. ciśnienia P_2 pięciokrotne, co jest bardzo trudne ze względu na urządzenia, daje ten sam skutek co 5-krotne zwiększanie próżni — stosunkowo łatwe do uzyskania.

c) U t w a r d z a n i e. Utwardzanie stanowi końcowy proces nasycania, w którym lakier przechodzi w fazę stałą w wyniku chemicznego procesu polimeryzacji. Wiadomo, że towarzyszącymi procesami utwardzania są: proces schnięcia oleju, wymagający obecności tlenu, oraz fizyczny proces odparowywania rozpuszczalnika. Przebieg tych procesów jest ze względu na obecność wielowarstwowej izolacji papierowej utrudniony. Utwardzanie przedłuża się znacznie wskutek tworzenia się błony powierzchniowej, która utrudnia z jednej strony odparowanie rozpuszczalnika z wgłębnych warstw izolacji, z drugiej zaś dopływ tlenu z zewnątrz. Stąd więc istotne znaczenie ma wentylacja komory, w której przebiega utwardzanie.

Początkowa faza — odprowadzanie rozpuszczalnika — powinna odbywać się bez dopływu tlenu powietrza. Zaleca się nawet proces ten przeprowadzać w próżni. Można bowiem wówczas skrócić znacznie utwardzanie, a ponadto możliwa jest regeneracja rozpuszczalnika.

5. Próby nasycania krajowym lakierem gliptalowym.

Celem ustalenia własności oraz zakresu stosowania krajowego lakieru gliptalowego wykonano w Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki pierwszą serię prób, obejmującą badanie wpływu parametrów technologicznych (temperatura, czas suszenia i utwardzania, wysokość próżni itd.) na własności końcowe nasycanej izolacji papierowej.

P r z e d m i o t n a s y c a n i a. Do prób zastosowano płaskowniki miedziane długości ok. 20 cm o przekroju 10 mm × 2 mm, izolowane papierem. Płaskowniki te stanowiły wycinki uzwojeń transformatorowych *). Niektóre własności papieru według wymagań technicznych podaje tabl. II. Liczba warstw papieru wynosiła 4, 10 i 20; odpowiada to grubości średnio 0,26, 0,65 i 1,3 mm.

Tablica I. Własności krajowego lakieru gliptalowego

Wyszczególnienie	Lakier krajowy	Wymagania dla lakieru 1154 wg T.U.M.Ch. P.1013-43
Lepkość w 50 °C (°E)	5,76	4—7
Czas schnięcia (godz.)	2	2
Części nielotne (%)	53,5	45
Liczba kwasowa (mg KOH/g)	6,4	15
Olejoodporność	odporny	odporny
Napięcie przebicia w temper. 20 °C (kV/mm)	74	55

S y c i w o - l a k i e r. Wycinki uzwojeń nasycano krajowym lakierem gliptalowym o charakterystyce podanej wyżej w rozdz. 2.

N a s y c a n i e. Do prób zmontowano układ laboratoryjny, będący odpowiednikiem układu z rys. 2.

Suszenie izolacji papierowo-celulozowej może przebiegać w temperaturze 95—105°C, przy czym górna granica uwarunkowana jest starzeniem się papieru. W naszym przypadku izolację suszono w temperaturze 105°C, przy czym przed wprowadzeniem lakieru temperaturę obniżono do 70°C.

Suszenie odbywało się w próżni rzędu 3—5 torr. Należy podkreślić, że stosowanie mniejszych ciśnień rzędu 1 torr i mniej jest celowe wówczas, gdy aparatura ma pochłaniacze lub gdy zastosowane są specjalne środki obniżające temperaturę skraplacza do wartości 0°C i niżej.

*) Uzwojenia do prób były wykonane w fabryce transformatorów M-3 w Łodzi.

Tablica II. Własności papieru podlegającego nasycaniu

Grubość	(mm)	0,065
Gramatura	(g/m²)	41,6
Ciężar objętościowy	(g/cm³)	0,64
Nasiąkliwość wg Klemma	(mm)	5,0
Zawartość popiołu	(%)	0,67
P_H roztworu wodnego		5,4

Czas suszenia określono na podstawie pomiarów oporności megomierzem oraz wskaźnika $\frac{C_2}{C_{50}}$. Czas ten, zależny od liczby próbek oraz grubości izolacji, wynosił od 1 do 2 godz.

Nasycanie wysuszonego papieru wykonywano przy zastosowaniu próżni oraz przy ciśnieniu atmosferycznym.

W pierwszym przypadku — nasycanie w próżni — lakier początkowo odgazowywano przy ciśnieniu ~ 200 torr i temperaturze 20°C, a następnie w zbiorniku 2 podgrzano go do temperatury 75°C przy ciśnieniu atmosferycznym. Równolegle obniżano w zbiorniku *1*, zawierającym wysuszone wycinki uzwojeń, próżnię do wartości 20—25 torr i temperaturę do 70°C. Od zalania do chwili wyjęcia wycinki przebywały w lakierze ok. ½ godz. pod ciśnieniem atmosferycznym. Temperatura końcowa lakieru wynosiła ok. 40°C. Stopień wypełnienia izolacji lakierem obliczony ze wzoru (5) wynosi w tym wypadku ok. 97%.

W drugim przypadku — nasycanie przy ciśnieniu atmosferycznym — wycinki po wysuszeniu zanurzono przy ciśnieniu atmosferycznym do ogrzanego do temperatury 75°C lakieru. Wycinki przebywały w lakierze aż do ostygnięcia lakieru do temperatury pokojowej ok. 20°C. Czas nasycania wynosił w tym przypadku ok. 2 godz. Stopień wypełnienia izolacji lakierem obliczony ze wzoru (3) wynosił tu ok. 16%.

U t w a r d z a n i e. Wycinki uprzednio zawieszano pionowo na ½ godz. dla umożliwienia spłynięcia nadmiaru lakieru. Następnie utwardzano je w suszarni przy ciśnieniu atmosferycznym. Istotne znaczenie ma tu dopływ świeżego powietrza z zewnątrz. Doświadczenie wykazało, że w drugiej fazie utwardzania — po odprowadzeniu rozpuszczalnika — naturalna wentylacja suszarni jest całkowicie wystarczająca do prawidłowego przebiegu procesu.

Dla zapewnienia dostatecznej ruchliwości cząstek żywicy w przebiegu reakcji zaleca się dokonywać utwardzanie w możliwie wysokiej temperaturze, która jednak jest ograniczona starzeniem się papieru. Według danych z literatury [4] najkorzystniejsza temperatura utwardzania wynosi 120°C. Występuje tu wprawdzie pewne przyspieszenie starzenia się papieru, nie jest ono jednak groźne, gdyż czas utwardzania w tej temperaturze jest znacznie skrócony (o ~ 30% w stosunku do czasu utwardzania w temperaturze 105°C). Utwardzanie w 120°C daje ponadto korzyści polegające na otrzymaniu powłoki gładkiej bez nacieków. Jednakże uzyskanie w warunkach przemysłowych w suszarniach temperatury 120°C może być kłopotliwe. W naszych próbach utwardzanie przeprowadzono przy dwu temperaturach — 105° i 120°C.

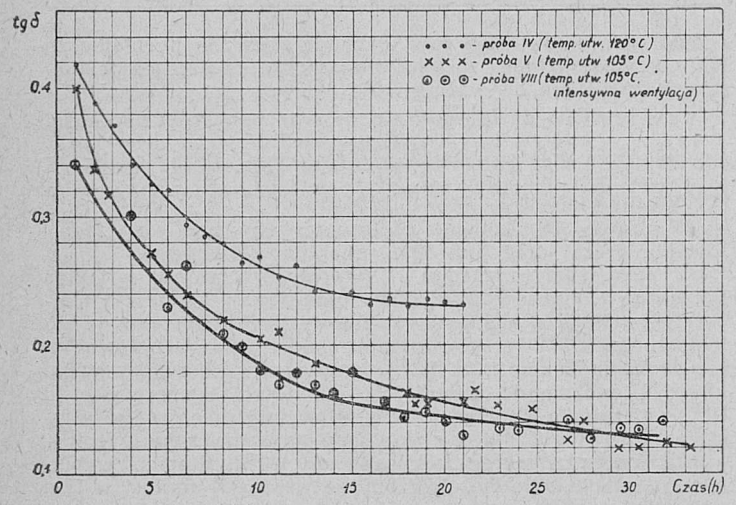
Określenie c z a s u u t w a r d z a n i a izolacji papierowej nasyconej modyfikowanymi lakierami gliptalowymi nastręcza pewne trudności. Trudności te powoduje między innymi obecność olejów lub ich kwasów tłuszczowych, dla których nie można określić wyraźnej granicy utwardzania. Dotychczasowe metody chemiczne określenia stopnia utwardzenia żywicy modyfikowanej raczej zawodzą, natomiast metody fizyczne, jak np. pomiar twardości powłoki, nie mogą mieć tu zastosowania ze względu na warstwowy charakter izolacji.

W naszym przypadku przy ustalaniu czasu utwardzania oparto się na wskaźnikach elektrycznych, a mianowicie na pomiarze tg δ i pojemności przy częstotliwości 1000 c/s oraz — dodatkowo — pojemności przy 50 i 1000 c/s. Na rys. 3 i 3a podano przykładowo dla niektórych prób przebieg tg δ oraz pojemności przy $f = 1000$ c/s, w funkcji czasu utwardzania. Z wykresów widać wyraźnie szybkie zmniejszanie się wartości tg δ w początkowym stadium utwardzania, co spowodowane jest głównie intensywnym wydzielaniem się rozpuszczalnika. Po upływie ok. 10 godzin zmiany są już mniejsze, po czym wartość tg δ praktycznie ustala się. Jako czas utwardzania przyjęto czas, po którym wartości tg δ zmierzone w odstępie 3 godz. nie różnią się między sobą więcej niż o 5%.

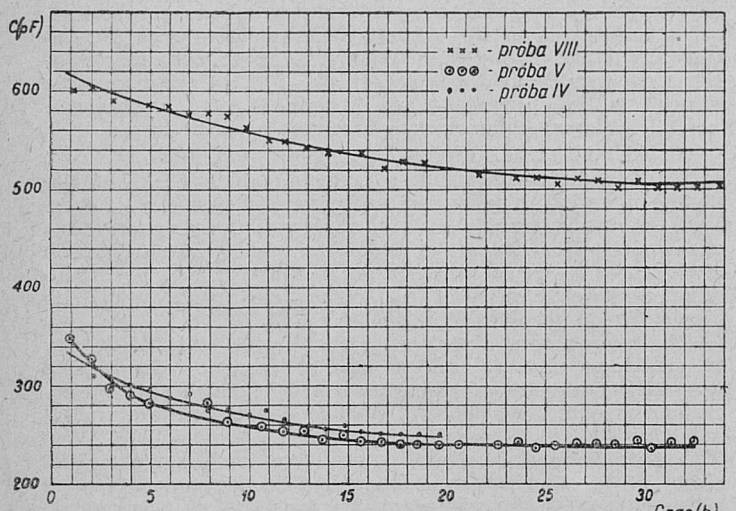
Na rys. 3a podano przebieg zmiany pojemności. Widać z niego, iż zmiana ta jest mało wyraźna i jest wskaźnikiem mniej dokładnym.

Znacznie wyraźniej występuje zmiana stosunku pojemności C_{50}/C_{1000} w zależności od czasu utwardzania. Rys. 4 przedstawia tę zależność dla próby nr 8.

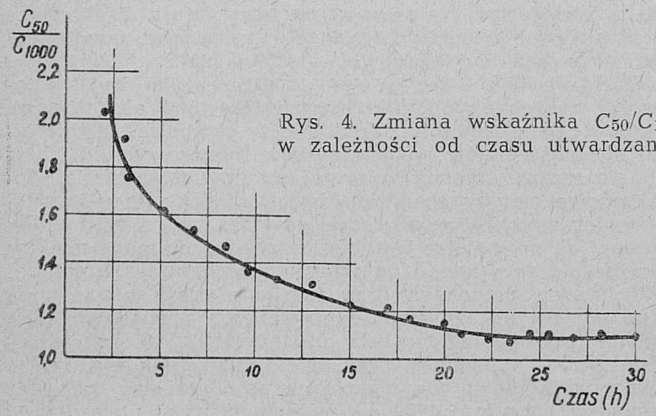
Określony na podstawie zmian tg δ czas utwardzania zależy od temperatury utwardzania, grubości izolacji oraz spo-



Rys. 3. Współczynnik strat w zależności od czasu utwardzania



Rys. 3a. Pojemność w zależności od czasu utwardzania



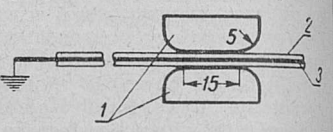
Rys. 4. Zmiana wskaźnika C_{50}/C_{1000} w zależności od czasu utwardzania

sobu nasycania (w próżni, czy przy ciśnieniu atmosferycznym). Przy utwardzaniu w temperaturze 105°C i grubości izolacji 0,26 mm, co odpowiada czterem warstwom papieru, czas ten wynosi około 35 godz. (próba *) nr 5 i nr 8) przy nasycaniu próżniowym i około 40 godz. przy nasycaniu bezpróżniowym (próba nr 10). W temperaturze 120°C czas utwardzania izolacji 4-warstwowej, nasycanej w próżni wynosi ok. 25 godz. (próba nr 4). Czasy utwardzania izolacji 10- i 20-warstwowej wypadają znacznie dłuższe — rzędu 90 i więcej godzin niezależnie od sposobu nasycania.

*) Jedna próba obejmuje 15 wycinków uzwojeń.

6. Badanie własności nasyconych wycinków.

Dla ustalenia zmian własności izolacyjnych pod wpływem długotrwałego działania gorącego oleju umieszczano utwardzone wycinki uzwojeń na dłuższy okres czasu w oleju transformatorowym o temperaturze 80°C. Naczynia z wycinkami w oleju zabezpieczono od dostępu powietrza z zewnątrz. Równolegle w termostacie umieszczono kolby z samym olejem transformatorowym. W okresach jednomiesięcznych sprawdzano według PN/E 04066 i PN/E 04099 liczbę kwasową oraz liczbę smołową oleju, w którym przebywały próbki, i oleju bez próbek. Obok badań chemicznych oleju mierzono również tg δ nasyconych wycinków w temperaturze 20°C i 70°C oraz określano wytrzymałość elektryczną przy częstotliwości sieciowej w tychże temperaturach. Pomiarów tg δ dokonywano mostkiem niskonapięciowym przy częstotliwości 1000 c/s. Elektrody pomiarowe stanowiły: płaskownik miedziany oraz obwój, z folii aluminiowej. Do pomiarów wytrzymałości elektrycznej zastosowano elektrody mosiężne przedstawione na rys. 5. Napięcie probiercze podnoszono aż do przebicia w sposób płynny z prędkością ok. 1 kV/sek. Równolegle zmierzono również wytrzymałość elektryczną wycinków uzwojeń nasyconych — dla uzyskania materiału porównawczego — olejem transformatorowym.



Rys. 5. Elektrody do pomiaru napięcia przebicia

Kontrola liczby kwasowej olejów pobranych z naczyń zawierających wycinki wykazała, że przyrost jej w stosunku do liczby kwasowej w oleju bez wycinków starzonych w tej samej temperaturze bądź nie występuje, bądź też jest bardzo mały. Np. dla próby nr 4 po jednym miesiącu i po dwu miesiącach nie stwierdzono przyrostu liczby kwasowej (liczba kwasowa czystego oleju wzrasta od wartości początkowej 0,047 do wartości 0,078 po jednym miesiącu i 0,112 po dwu miesiącach). Przyrost liczby kwasowej oleju próby nr 8 po dwu miesiącach wyniósł zaledwie kilka procentów. Podobnie nie stwierdzono również przyrostu liczby smołowej (wartość początkowa 0,18, po pierwszym miesiącu 0,24). Należy podkreślić, że w przypadku prób, w których lakier nie został całkowicie utwardzony, przyrost liczby kwasowej był znaczny już po trzech dniach i wynosił od 30 do 100%, a nawet i więcej.

Pomiar tg δ wycinków przy temperaturze 20°C bezpośrednio po utwardzeniu dał wartości w granicach od 0,022 do 0,027; przy temperaturze 70°C w granicach od 0,041 do 0,054*). Przyrost tg δ po 1-miesięcznym przebywaniu w oleju jest bardzo mały, przy czym na szeregu wycinków nie stwierdzono żadnego przyrostu.

Naprężenia przebijające przy częstotliwości sieciowej i temperaturze 20°C izolacji 4-warstwowej (grubość ok. 0,3 mm) bezpośrednio po nasyceniu zawierały się w granicach od 35 do 45 kV/mm w przypadku nasycania w próżni oraz w granicach od 22 do 24 kV/mm w przypadku nasycania przy ciśnieniu atmosferycznym **). Spadek naprężeń przebijających przy temperaturze 70°C wynosi ok. 25% dla izolacji nasycanej przy ciśnieniu atmosferycznym i ok. 20% dla izolacji nasycanej w próżni.

Wytrzymałość elektryczna wycinków nasycanych w próżni po 1-miesięcznym przebywaniu w gorącym oleju transformatorowym nieco spadła, po 2 miesiącach już nie uległa zmianie. Średnia wartość naprężeń przebijających po 2 miesiącach przy grubości izolacji ok. 0,3 mm i temperaturze 70°C wynosi 34 kV/mm.

Naprężenia przebijające izolacji papierowej (tej samej grubości) nasyconej olejem transformatorowym, określone w tych samych warunkach, wynosiły 32 kV/mm.

*) W podanych granicach zawierają się wartości tg δ poszczególnych wycinków uzwojeń z prób nr 4, 5, 8 i 10; każda próba zawierała 15 wycinków.

**) Do każdej serii pomiarów naprężeń przebijających pobierano po 3 wycinki z każdej próby. Podane wyniki obejmują próby nr 4, 5, 8 i 10; na każdym wycinku określono 5 wartości napięć przebicia; w czasie pomiarów próbki były zanurzone w oleju transformatorowym.

7. Wnioski.

Dokonane próby wykazały, że produkowany obecnie olejoodporny lakier gliptalowy może być stosowany do nasycania izolacji papierowej, która pracuje w oleju i której grubość nie przekracza 0,3 mm. Ograniczenie to spowodowane jest zbyt długim — nie do przyjęcia w warunkach fabrycznych — czasem utwardzania lakieru przy większych grubościach izolacji.

Próby pozwalają stwierdzić, że istotny wpływ na wytrzymałość elektryczną ma metoda nasycania papieru lakierem. Przy nasycaniu próżniowym osiąga się wytrzymałości równe, a nawet wyższe od wytrzymałości papieru nasyconego olejem, natomiast przy nasycaniu bezpróżniowym wytrzymałość ta jest niższe o ok. 30%.

O wyborze metody nasycenia decydują zatem wymagania elektryczne stawiane izolacji. Przy nasycaniu próżniowym zaleca się możliwie najlepsze wysuszenie papieru. Nasycenie lakierem należy rozpoczynać przy ciśnieniu, przy którym nie występuje jeszcze gwałtowne parowanie rozpuszczalnika. Dla krajowego lakieru gliptalowego ciśnienie to jest rzędu 20—25 torr. Temperatura izolacji oraz lakieru nie powinna przekraczać w tym wypadku 70°C.

Przy nasycaniu pod ciśnieniem atmosferycznym — dla uzyskania możliwie wysokich własności izolacyjnych — należy wysuszone uzwojenia zanurzać do gorącego lakieru, a następnie umożliwić im stygnięcie razem z lakierem do temperatury pokojowej.

Czas utwardzania lakieru zależny jest od rodzaju lakieru, temperatury utwardzania oraz grubości izolacji. Czas ten należy określać indywidualnie dla każdego typu uzwojenia.

Jako wskaźnik stopnia utwardzania może być zastosowany pomiar tg δ. Izolacja utwardzona nie wykazuje zmian tg δ przy dalszym utwardzaniu.

LITERATURA

[1] Gładkow A. Z. Proizwodstwo elektroizolacjonnych łakow (1951)

[2] Blom A. V. Organic coatings in theory and practice (1949)

[3] Drinbierg A. J. Tiechnołogia plenkoobrazujuszczich wieszczestw (1948)

[4] Holland-Merten E. L. Die Vakuum-Imprägnierung (W. Knapp, 1951)

[5] Leibnitz E. Einführung in die Anwendung, Prüfung und Bewertung von Elektro-Isolierlacken (Leipzig, 1951)

[6] Siciński E. Stratność dielektryczna tg δ jako kryterium oceny jakościowej olejów i wosków wypiera niektóre oznaczenia chemiczne (ref. na Sesję Naukową Politechniki Wrocławskiej, 1952)

[7] Koriuckij Ju. W., Tariejew B. M. Sprawocznik po elektriczeskoj izolacji (1948)

XX

MGR INŻ. KRZYWAŃSKI ZDZISŁAW
Z. W. T. M-3 Łódź

Transport transformatorów

621.314:656:621.1/.6

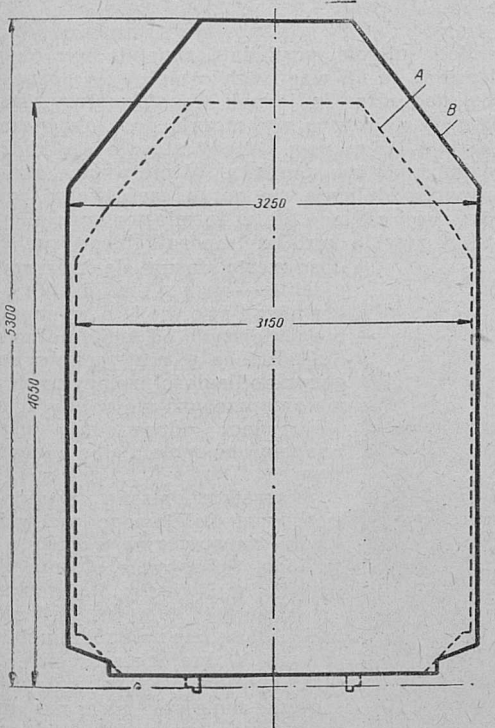
Treść. Sposoby transportu kolejowego i zagadnienia konstrukcyjne z nim związane. Potrzeba naprawy obecnego stanu rzeczy u nas przez wprowadzenie wagonów burtowych oraz zmiany charakteru konstrukcyjnego — przejście na blachy transformatorowe o małej stratności i wprowadzenie lakierowej izolacji blach zamiast papierowej.

Транспорт трансформаторов. Способы железнодорожного транспорта и связанные с ними проблемы конструкции трансформатора. Необходимость улучшения нынешнего положения вещей путем введения бортовых железнодорожных вагонов и изменений в конструкции трансформаторов, а именно: переход на листовое железо с меньшими потерями и введение лакировки железа вместо оклейки бумагой.

Transformer transportation. Methods of transport by rail, and constructional problems involved. The need for improving existing methods of carriage by providing special railway platform trucks for this purpose and introducing modifications in the design of transformers — that is to say, adoption of small-loss transformer sheets, and substitution, for transformer sheets, of varnish insulation for paper insulation.

1. Wstęp.

Stały wzrost mocy granicznej produkowanych w kraju transformatorów stawia przed zakładami produkcyjnymi sze-



Rys. 1. Skrajnie ładunkowe: *A* — środkowo-europejska, *B* — radziecka

reg problemów, wśród których jest zagadnienie transportu transformatorów.

Przeważającą większość, bo około 80% transformatorów, przesyła się koleją. Pozostałą resztę transportuje się innymi środkami lokomocji, przede wszystkim samochodami. Prawie wszystkie transformatory przesyłane na samochodach to jednostki małe i średnie o mocy znamionowej nie przekraczającej na ogół 2500 kVA. Transformatory średnie i duże transportuje się samochodami na niewielkie odległości i to tylko wtedy, kiedy transport kolejowy z tych czy innych względów nie jest możliwy [1]). Do tego celu służą specjalne przyczepy drogowe z obniżoną podłogą.

Wymiary ładunków przesyłanych na wagonach kolejowych są ograniczone tzw. skrajnią ładunkową (gabaryt). Na rys 1 *A* podano skrajnię, obowiązującą obecnie w Polsce i innych krajach środkowo-europejskich. Główne jej wymiary są: wysokość 4,65 m, szerokość 3,15 m. Dla porównania podano na rysunku skrajnię *B* obowiązującą obecnie w europejskiej części Związku Radzieckiego (wysokość 5,3 m, szerokość 3,25 m).

Dla umożliwienia przewozu ładunków o przekroczonej normalnej skrajni ładunkowej ustanowione zostały przez PKP tzw. ulgowe skrajnie ładunkowe. Wszystkie odcinki normalnotorowych linii kolejowych zaklasyfikowane są do jednej ze skrajni ulgowych. Wymiary tych skrajni są różne w zależności od istniejących na poszczególnych liniach przeszkód ograniczających. Największa skrajnia ulgowa (U3) ma szerokość 4,0 m i wysokość 5,3 m (od główki szyny). O przyjęciu do przewozu ładunku z przekroczoną skrajnią normalną decydują w każdym poszczególnym przypadku specjalne komisje przy DOKP, a opłaty za taki przewóz są znacznie wyższe od opłat za przewozy normalne.

Konstruktor projektujący transformator nie tylko powinien rozwiązać prawidłowo konstrukcję pod względem wytrzymałości mechanicznej, gwarantującą dostawę do miejsca jego pracy bez uszkodzeń, ale przede wszystkim musi dostosować kształt i wymiary zewnętrzne projektowanej jednostki do aktualnych możliwości transportowych. Możliwości te zależą przede wszystkim od typu wagonu, na jakim dana jednostka będzie przewożona oraz, oczywiście, od obowiązującej skrajni ładunkowej.

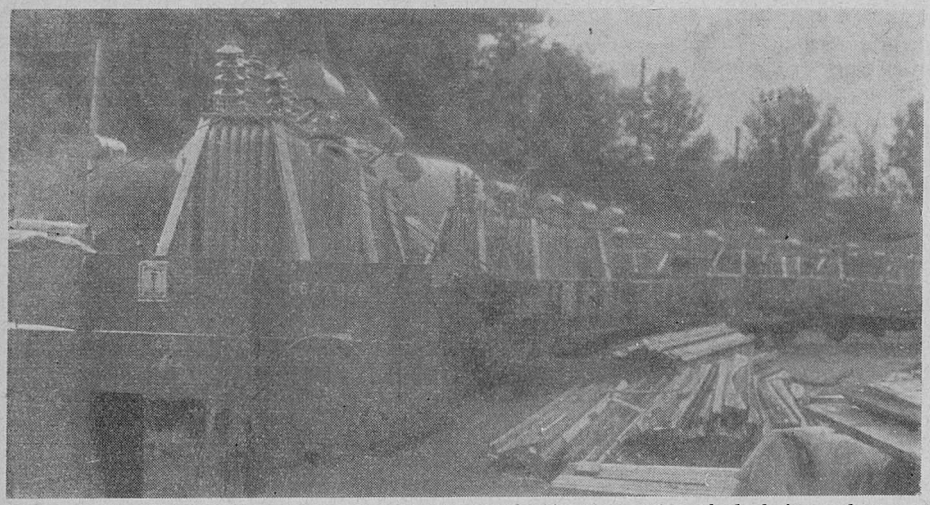
2. Przegląd sposobów transportu transformatorów.

Transformatory małe i średnie o mocy nie przekraczającej 2500—4000 kVA i górnym napięciu znamionowym do 30 kV

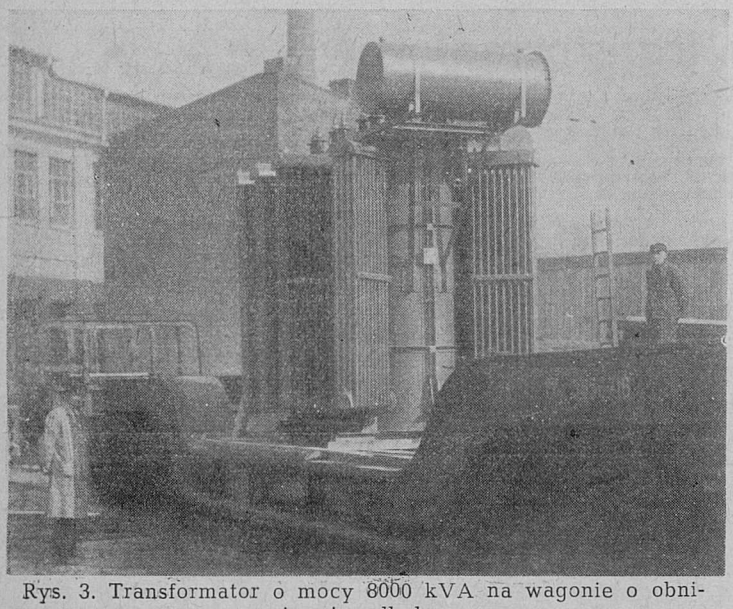
[1]) Przyjmujemy następujący podział transformatorów według mocy znamionowej: 1) małe do 1600 kVA, 2) średnie od 2500 do 10 000 kVA, 3) duże od 16 000 kVA wzwyż.

przesyła się na normalnych platformach kolejowych o wysokości podłogi 1200 mm ponad główkę szyny i nośności ok. 20 ton. Transformatory te transportuje się w stanie całkowicie zmontowanym oraz napełnione olejem. Po wyładowaniu mogą one być natychmiast przyłączone do sieci i oddane do eksploatacji.

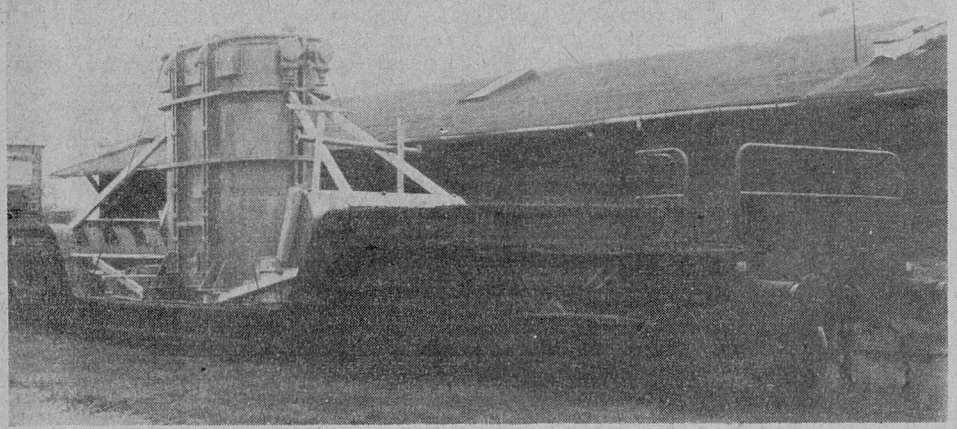
Rys. 2 przedstawia transformatory o mocy 100 kVA, przygotowane do transportu na normalnych platformach kolejowych.



Rys. 2. Transformatory o mocy 100 kVA na wagonach kolejowych

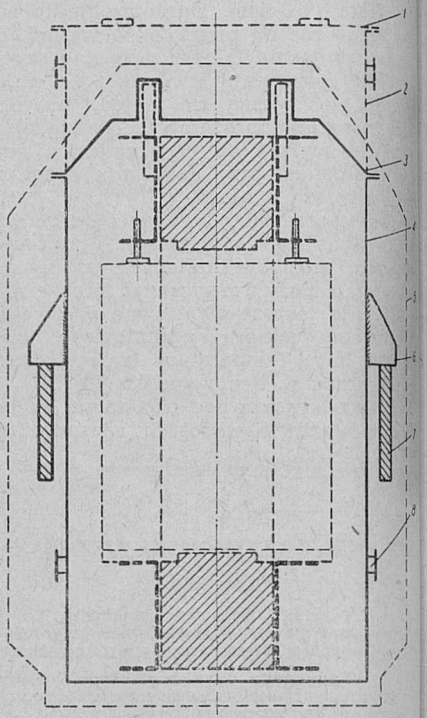


Rys. 3. Transformator o mocy 8000 kVA na wagonie o obniżonej podłodze



Rys. 4. Transformator o mocy 10000 kVA na wagonie o obniżonej podłodze

Jednostki o mocy większej — do ~ 8000 kVA i o górnym napięciu 30 kV można również transportować na normalnych platformach, jednak należy uprzednio zdemontować konserwator, przepusty i radiatory.

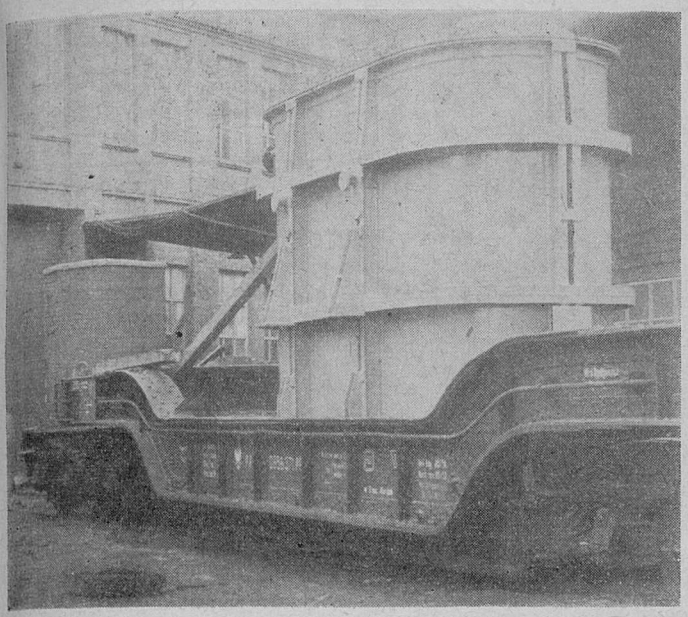


Rys. 5. Szkic transformatora z dzieloną kadzią i specjalną pokrywą transformatorową

Do przewozu jednostek o mocy od 8000 kVA wzwyż stosuje się specjalne wagony o dużej nośności z obniżoną podłogą (rys. 3 i 4). Nośność ich waha się od 30 do 120 ton, wysokość zaś podłogi od główki szyny wynosi zwykle od 720 do 950 mm, przy czym wraz ze wzrostem nośności wzrasta wysokość podłogi (wagony o większej nośności mają na ogół większe i wyższe belki nośne).

Duże transformatory transportuje się często tylko częściowo napełnione olejem, względnie zupełnie bez oleju, co pozwala przesyłać je na wagonach o mniejszej nośności a więc i o niższej podłodze. Są jednak transformatory, które nawet na najniższych wagonach wykraczają poza obowiązującą normalną skrajnię ładunkową. Wtedy stosuje się kadź dzieloną lub specjalną kadź transportową. W pierwszym przypadku na czas transportu zdejmuje się górną część kadzi wraz z normalną pokrywą i zakłada się w to miejsce specjalną pokrywę transportową, zwykle kształtu trapezoidalnego (rys. 5). W ZSRR dość często stosuje się drugi sposób przesyłania — w specjalnej kadzi transportowej o wymiarach znacznie mniejszych od kadzi normalnej, gdyż nie potrzeba w niej zachowywać wymaganych odległości izolacyjnych. Transformatory przewozi się wtedy z reguły bez oleju, lecz odpowiednio uszczelnione i napełnione azotem albo suchym powietrzem.

Wszystkie opisane wyżej sposoby transportu kolejowego przewidują jako środki transportowe wagony z obniżoną podłogą. Sposoby te stosuje się bardzo szeroko w Związku Radzieckim i przy obowiązującej tam skrajni ładunkowej (rys. 1 *B*) są one na ogół zupełnie wystarczające. W krajach zaś, gdzie obowiązująca skrajnia taboru kolejowego jest znacznie mniejsza, jak u nas, trzeba szukać innych rozwiązań. Jednym z nich są tzw. wagony burtowe. Są to wagony bez podłóg, mające tylko dwie belki nośne, na których zawieszony jest transformator przy pomocy specjalnych podpórek, przyspawanych lub przykręcanych do kadzi. Wysokość tych belek, mierzona od główki szyny jest różna i dochodzi do 2 m, w zależności od konstrukcji i nośności wagonu. Rys. 6 przedstawia transformator na 40 MVA, 30 kV załadowany na wagonie burto-



Rys. 6. Transformator o mocy 40 MVA na wagonie burtowym

transformatorem wędrownym, który ma tę dużą zaletę, że może być transportowany w stanie całkowicie, lub prawie całkowicie, zmontowanym, co ma szczególnie duże znaczenie w przypadku nagłego wzrostu obciążenia lub w razie większych zaburzeń w pracy. Jest to więc obok transformatora wagonowego typowy transformator interwencyjny. Transformatory wędrowne buduje się zwykle o mocach od 30 do 120 MVA i napięciu górnym 110 i 220 kV. Uzwojenie górnego napięcia ma z reguły regulację pod obciążeniem i to w szerokich granicach. Uzwojenie dolnego napięcia natomiast wykonywa się na ogół jako przełączalne, o kilku grupach równoległych, przy czym końce tych grup wyprowadzone są na pokrywę, co umożliwia uzyskiwanie różnych przekładni. Przepusty górnego napięcia zamocowane są przeważnie w położeniu skośnym lub poziomym. Konserwator ma kształt prostopadłościanu o przekroju trapezoidalnym i umieszczony jest bezpośrednio na pokrywie. Transformatory wędrowne o mocy do ~ 60 MVA transportowane są na ogół na wagonach z obniżoną podłogą, natomiast jednostki większe przewozi się na specjalnych wieloosiowych wagonach dwuczłonowych.

Na rys. 7 pokazany jest transformator o mocy 10 MVA dostosowany do przewozu na specjalnych dwuczłonowych wagonach z czopami, na których wisi on w czasie transportu (ob. rys. 8).

Osobną grupę stanowią tzw. transformatory wagonowe. Są to jednostki dużej mocy, stanowiące wraz z wagonem jedną,

Rys. 8. Wagon dwuczłonowy z czopami 18-osiowy

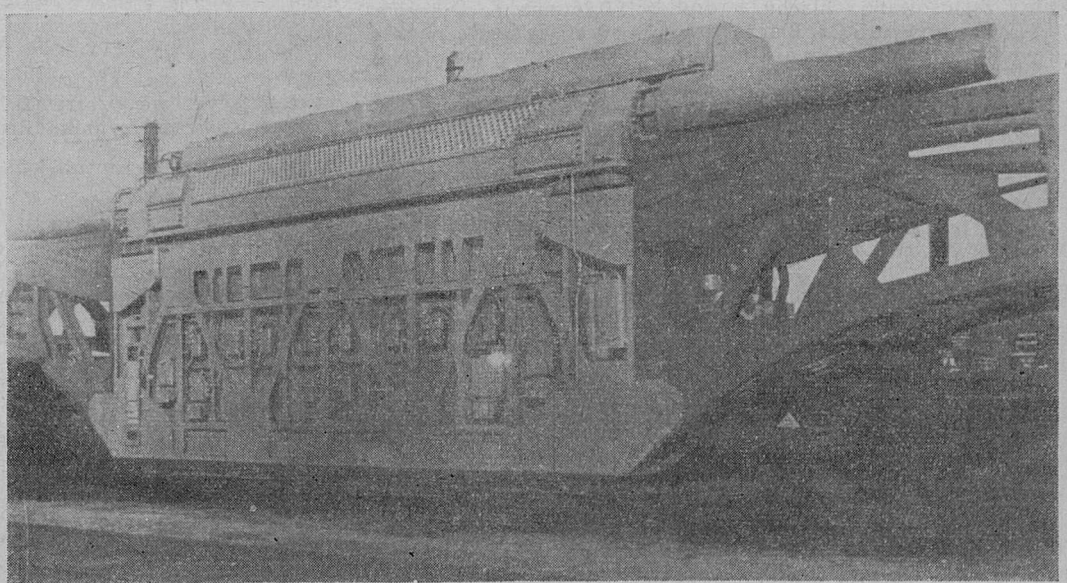
wym ze stosunkowo niskimi belkami nośnymi. Kadzie transformatorów przeznaczonych do transportu na wagonach burtowych muszą mieć nieco silniejszą konstrukcję niż w przypadku wagonów z podłogą.

Jakkolwiek sposób powyższy ma pewne wady (np. utrudniony wyładunek), ma on jednak tę bardzo poważną zaletę, że pozwala na wyzyskanie prawie całego gabarytu kolejowego (rys. 5), dzięki czemu konstruktor ma możność zaprojektowania transformatora o wymiarach gospodarczo najkorzystniejszych. W przypadku jednostek o bardzo dużej mocy znamionowej jest to najlepsze rozwiązanie, umożliwiające transport bez przekroczenia normalnej skrajni ładunkowej.

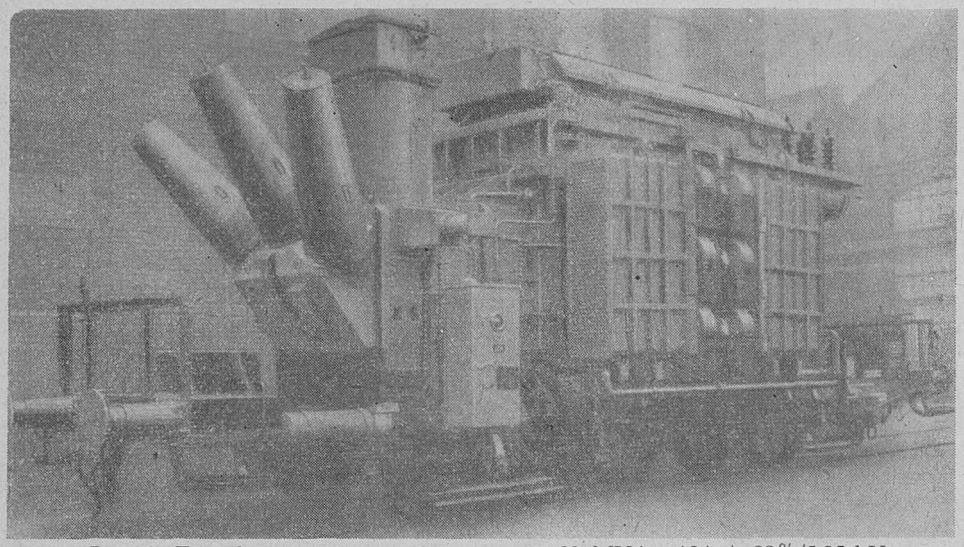
Wszystkie opisane rodzaje transportu dużych transformatorów wymagają poważnych prac montażowych na miejscu ustawienia transformatora. Prace te są kosztowne, trwają często po kilka tygodni i wymagają różnych urządzeń pomocniczych, nie zawsze łatwo dostępnych na podstacjach transformatorowych. Okoliczności te skłoniły konstruktorów do stworzenia specjalnego typu transformatora, zwanego organicznie związaną całość i gotowe każdego czasu do pracy. Rys. 9 przedstawia taki transformator.

3. Zagadnienia konstrukcyjne związane z transportem.

W przystosowaniu konstrukcji transformatora do aktualnych możliwości transportowych chodzi nie tylko o odpowiednie ukształtowanie kadzi i dostosowanie jej kształtu i wymia-



Rys. 7. Transformator wędrowny o mocy 100 MVA załadowany na wagonie dwuczłonowym



Rys. 9. Transformator wagonowy o mocy 60 MVA, 104 ± 22%/5,85 kV (Elektrownia reńsko-westfalska)

rów do obowiązującego gabarytu kolejowego, lecz przede wszystkim o odpowiednie zaprojektowanie rdzenia, od którego zależą w dużym stopniu wymiary prawie wszystkich pozostałych elementów. Rdzeń powinien być możliwie mały, lekki i niski, nie odbiegający jednak zbytnio od najkorzystniejszego pod względem ekonomicznym kształtu. Podstawowym warunkiem wypełnienia tego żądania jest dobra blacha transformatorowa o możliwie małej stratności, pozwalająca zwiększyć gęstość strumienia magnetycznego przy zachowaniu założonych strat stanu jałowego.

Ważnym czynnikiem, od którego zależą w znacznym stopniu wymiary rdzenia, jest także współczynnik wypełnienia. Wartość tego współczynnika zależy od sposobu izolowania blachy oraz jej falistości; na przykład, dla blachy o grubości 0,35 mm izolowanej papierem współczynnik jest najmniejszy i wynosi 0,84 — 0,86, dla blach izolowanych lakierem 0,90 — 0,92, natomiast dla blach bonderyzowanych względnie pokrywanych cienką warstwą kaolinową dochodzi do ~ 0,96.

Następujące obliczenie uwidoczni wpływ jakości blachy transformatorowej na ciężar i średnicę rdzenia.

Dany jest rdzeń transformatorowy o średnicy $D = 660$ mm, wykonany z blachy o grubości 0,35 mm i stratności 1,4 W/kg przy 10 kGs i $f = 50$ Hz. Gęstość strumienia magnetycznego jest jednakowa w kolumnie oraz jarzmie i wynosi $B = 13250$ Gs, a odpowiadający tej indukcji współczynnik strat $k = 2{,}7$ W/kg. Blacha jest izolowana papierem. Współczynnik wypełnienia $k_{Fe} = 0{,}84$.

W celu zmniejszenia ciężaru i wymiarów powyższego rdzenia zastosowano blachę o grubości 0,35 mm i stratności 1,1 W/kg przy 10 kGs. Blacha izolowana jest lakierem. Współczynnik wypełnienia $k_{Fe} = 0{,}92$. Ponieważ ani napięcie, ani liczba zwojów nie uległy zmianie, więc nie zmieniła się również wartość strumienia magnetycznego. Zatem

$$\Phi = B_1 \cdot S_1 = B_2 \cdot S_2 = \text{const},$$

gdzie S — przekrój żelaza czynnego. Wskaźnik 1 dotyczy rdzenia z blachy o stratności 1,4 W/kg, wskaźnik zaś 2 blachy o stratności 1,1 W/kg; stąd

$$S_2 = S_1 \frac{B_1}{B_2}.$$

Zmiana gatunku blachy nie może spowodować wzrostu strat w żelazie. Choć zastosowanie blachy o niższej stratności spowoduje zmniejszenie ciężaru rdzenia, zakładamy, że współczynnik strat nie ulega zmianie. W rzeczywistości współczynnik ten może być nieco większy. Ponieważ jego wartość $k = 2{,}7$ W/kg dla blachy o stratności 1,1 W/kg odpowiada indukcji $B = 15\,000$ Gs, przeto

$$S_2 = S_1 \frac{13250}{15000} = 0{,}885\ S_1.$$

Ponieważ powierzchnia przekroju żelaza jest proporcjonalna do ciężaru rdzenia (przy niezmienionych pozostałych wymiarach), więc możemy stwierdzić, że jego ciężar zmniejszył się o ~ 11,5%.

Zmniejszenie średnicy rdzenia na skutek zastosowania blachy o lepszej stratności i większym współczynniku wypełnienia wynosi:

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{k_{Fe1} \cdot \frac{\pi D_1^2}{4}}{k_{Fe2} \cdot \frac{\pi D_2^2}{4}} = \frac{k_{Fe1}}{k_{Fe2}} \cdot \frac{D_1^2}{D_2^2},$$

Zakładając, że współczynnik wyzyskania przekroju kołowego pozostaje bez zmian, otrzymamy po podstawieniu odpowiednich wartości liczbowych:

$$D_2 = D_1 \sqrt{\frac{S_2}{S_1} \cdot \frac{k_{Fe1}}{k_{Fe2}}} \cong$$

$$\cong 660 \cdot \sqrt{0{,}885 \cdot \frac{0{,}84}{0{,}92}} \cong$$

$$\cong 660 \cdot 0{,}898 \cong 593 \text{ mm}.$$

Jak widać z powyższego prostego obliczenia, wpływ jakości blachy transformatorowej na ciężar i średnicę jest znaczny. W rzeczywistości wpływ ten jest jeszcze większy niż w przytoczonym przykładzie. Zmniejszenie średnicy D powoduje bowiem automatycznie zmniejszenie średniej długości zwojów, a więc również i napięcia zwarcia. Zwiększenie napięcia zwarcia do wymaganej wartości możemy uzyskać przez obniżenie uzwojenia, a więc i kolumny rdzenia, co daje dodatkowe zmniejszenie jego ciężaru.

Jak powiedziano wyżej, transformatory dużej mocy nie powinny ze względu na warunki transportu kolejowego przekraczać pewnych wysokości. Warunek ten dotyczy przede wszystkim tych jednostek, których transport odbywać się będzie na wagonach z obniżoną podłogą. Konieczność obniżenia wysokości transformatora nie może, na ogół, ograniczyć się do obniżenia wysokości samej kadzi, bez zmiany wymiarów rdzenia. W większości przypadków spełnienia powyższego warunku możliwe jest jedynie przez obniżenie wysokości rdzenia, co z kolei pociąga za sobą konieczność zmiany innych parametrów transformatora. Zadaniem konstruktora jest przeprowadzenie tych zmian z zachowaniem założonej charakterystyki, przy czym chodzi tu przede wszystkim o zachowanie obliczonego napięcia zwarcia i założonych strat w żelazie i miedzi.

Najczęściej stosowanym sposobem zmniejszenia wysokości rdzenia jest obniżenie uzwojenia z równoczesnym zmniejszeniem liczby zwojów. Jak wiadomo, napięcie zwarcia dużych transformatorów równe jest w przybliżeniu napięciu rozproszenia i wyraża się wzorem:

$$(1_1) \qquad U_{zw} \cong U_x = c \cdot \frac{z^2\ l_{śr}\ k_R\ \delta'}{H}, \quad \text{gdzie}$$

$$(2) \qquad c = 7{,}9 \cdot f \cdot I \cdot 10^{-8} = \text{const}.$$

Zmiana wysokości kolumny nie powoduje zmiany wielkości występujących we wzorze (2). Dla uproszczenia przyjmujemy, że wartość współczynnika Rogowskiego k_R nie zmienia się. Możemy zatem napisać:

$$(1_2) \qquad U_{zw} = c' \cdot \frac{z^2 \cdot l_{śr}\ \delta'}{H}.$$

Załóżmy teraz, że zmniejszono wysokość uzwojenia z H_1 do H_2. Ponieważ wartość napięcia zwarcia nie może ulec zmianie, otrzymujemy warunek następujący:

$$(3_1) \qquad U_{zw1} = U_{zw2}, \quad \text{czyli}$$

$$(3_2) \qquad \frac{z_1^2 \cdot l_{śr1} \cdot \delta'_1}{H_1} = \frac{z_2^2 \cdot l_{śr2} \cdot \delta'_2}{H_2}, \quad \text{skąd}$$

$$(3_3) \qquad \frac{H_2}{H_1} = \frac{z_2^2 \cdot l_{śr2} \cdot \delta'_2}{z_1^2 \cdot l_{śr1} \cdot \delta'_1}.$$

Stąd wynika, że zmianie wysokości uzwojenia H musi towarzyszyć odpowiednia zmiana wartości iloczynu $z^2 \cdot l_{śr} \cdot \delta'$. Praktycznie rzecz biorąc zmienić można tylko liczbę zwojów z, średnia bowiem długość zwoju nie jest wielkością niezależną, przyjmowaną dowolnie przez konstruktora. Również poważne

zmniejszenie wartości szczeliny zastępczej bez zmiany układu izolacji głównej nie jest możliwe (nie oznacza to, oczywiście, że obydwie wielkości — $l_{śr}$ i δ' nie ulegną zmianie w wyniku zmiany ilości zwojów). Jak wiadomo, zmiana liczby zwojów bez zmiany przekroju czynnego żelaza pociąga za sobą zmianę indukcji w rdzeniu. Ponieważ ze względu na straty w żelazie indukcja w rdzeniu nie powinna wzrosnąć, otrzymujemy następujący warunek

$$B_1 = B_2, \text{ stąd} \tag{4_1}$$

$$\frac{1}{z_1 S_1} = \frac{1}{z_2 S_2}. \tag{4_2}$$

Podstawiając

$$S = k \frac{\pi}{4} \cdot D^2, \tag{5}$$

otrzymujemy

$$z_1 D_1^2 = z_2 D_2^2, \text{ albo} \tag{4_3}$$

$$\frac{D_2}{D_1} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{1/2}. \tag{4_4}$$

Ponieważ zmiany średnicy rdzenia są na ogół niewielkie, możemy przyjąć z dużym przybliżeniem, że

$$l_{śr} \cong \text{const} \cdot D. \tag{6}$$

W ten sposób zależność (3_3) przybierze postać:

$$\frac{H_2}{H_1} \cong \frac{z_2^2}{z_1^2} \cdot \frac{D_2}{D_1} \cdot \frac{\delta'_2}{\delta'_1}. \tag{3_4}$$

Podstawiając zależność (4_4) do wzoru (3_4) otrzymujemy:

$$\frac{H_2}{H_1} \cong \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^{3/2} \cdot \frac{\delta'_2}{\delta'_1}. \tag{3_5}$$

Zakładając dalej, że zmiana wysokości uzwojenia i średnicy rdzenia nie wpłynie na zmianę szczeliny zastępczej δ', otrzymamy

$$\frac{H_2}{H_1} \cong \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^{3/2}, \tag{3_6}$$

lub w innej postaci:

$$z_2 \cong z_1 \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{H_1}{H_2}\right)^2}. \tag{3_7}$$

Zależność powyższa określa w przybliżeniu zmianę liczby zwojów wywołaną zmianą wysokości uzwojenia w założeniu, że gęstość strumienia magnetycznego nie zmienia się. Zmianę średnicy rdzenia w zależności od zmiany wysokości uzwojenia określić można przez podstawienie do wzoru (4_4) zależności wyrażonej wzorem (3_6):

$$\frac{D_2}{D_1} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{1/2} \cong \left[\left(\frac{H_1}{H_2}\right)^{1/2}\right]^{2/3} = \left(\frac{H_1}{H_2}\right)^{1/3}, \tag{4_5}$$

skąd

$$D_2 \cong D_1 \cdot \sqrt[3]{\frac{H_1}{H_2}}. \tag{4_6}$$

Wyniki powyższych uproszczonych obliczeń wykazują, że zmiana wysokości uzwojenia i związana z nią zmiana wysokości kolumny rdzenia powoduje stosunkowo nieznaczne zmiany innych elementów transformatora. Wynika stąd, że konstruktor projektujący transformator ma stosunkowo dużą swobodę przy doborze wysokości kolumny. Swoboda ta jest, oczywiście, ograniczona przez szereg parametrów, z których najważniejszymi są: straty stanu jałowego, przyrost temperatury rdzenia i uzwojeń.

Oprócz zmiany liczby zwojów istnieją jeszcze inne sposoby obniżenia wysokości rdzenia. Najważniejszymi spośród nich są: zastosowanie tzw. miękkiej izolacji głównej, uzwojeń cylindrycznych podwójnych oraz pięciokolumnowych rdzeni.

Zastosowanie miękkiej izolacji głównej pozwala na znaczne zmniejszenie odległości między uzwojeniami, co w konsekwencji powoduje zmniejszenie szczeliny zastępczej δ', a zatem — przy zachowaniu niezmienionej wartości napięcia zwarcia — pozwala na zmniejszenie wysokości kolumny.

Podobny efekt otrzymuje się przez zastosowanie uzwojeń cylindrycznych podwójnych. W przypadku takich uzwojeń uzyskujemy znaczne zmniejszenie napięcia zwarcia. A zatem zastosowanie uzwojenia podwójnie cylindrycznego pozwala na zmniejszenie wysokości kolumny bez zmiany przyjętego napięcia zwarcia i indukcji.

Zastosowanie rdzenia pięciokolumnowego pozwala na znaczne zmniejszenie przekroju jarzma, a zatem i jego wysokości, dzięki czemu wysokość rdzenia ulega znacznemu obniżeniu.

4. Wnioski.

Transport produkowanych obecnie w kraju transformatorów dużej mocy odbywa się w sposób, który nie może być uznany za zadowalający i powinien być w możliwie krótkim czasie zmieniony, przesyłanie bowiem dużych jednostek na wagonach z obniżoną podłogą powoduje w większości przypadków przekroczenie normalnej skrajni taboru kolejowego. Na skutek tego przewóz odbywa się często specjalnymi trasami, niejednokrotnie znacznie dłuższymi od tych, które były by konieczne przy nieprzekroczonym gabarycie kolejowym. Powoduje to dodatkowe koszty, wynoszące setki tysięcy złotych rocznie. Dla poprawienia tego stanu rzeczy wydaje się konieczne spełnienie kilku postulatów, z których podamy tu najważniejsze.

a) Wybudowanie i oddanie do ruchu wagonów burtowych. Zastosowanie wagonów tego typu umożliwi wyzyskanie całego gabarytu kolejowego, przez co uniknie się przewodów z przekroczoną skrajnią. Ze względu na obowiązującą u nas stosunkowo niską skrajnię ładunkową (rys. 1) używane obecnie wagony z obniżoną podłogą są do przewozu dużych transformatorów, o mocy powyżej 25 MVA, zupełnie nieodpowiednie. Wydaje się, że dla potrzeb przemysłu transformatorowego wystarczyłby jeden typ wagonu burtowego o następującej charakterystyce: nośność ok. 120 — 150 t, długość ładunkowa ok. 8000 mm, odległość między burtami ok. 2500 mm.

Wagony burtowe mają sporo przeciwników ze względu na trudności, z którymi związany jest wyładunek na podstacjach nie dysponujących suwnicami. Istnieje jednak możliwość zastosowania takiego urządzenia, które pozwoliłoby na łatwy wyładunek również bez użycia suwnicy. Jednym z takich rozwiązań jest, jak się wydaje, urządzenie hydrauliczne pozwalające na opuszczenie burt. Sposób ten stosowany jest już od dawna za granicą.

b) Zastosowanie blachy transformatorowej o niskiej stratności. Sprawa jakości krajowej blachy transformatorowej była już dyskutowana wielokrotnie, lecz, niestety, bez żadnych rezultatów. Produkowana obecnie blacha o stratności znamionowej 1,3 W/kg (przy grubości 0,35 mm) i 1,6 W/kg (przy grubości 0,5 mm) nie może być uznana jako wyraz postępu technicznego. Wydaje się, że rozpoczęcie produkcji dobrej blachy transformatorowej o stratności 1,1 W/kg przy grubości 0,35 mm oraz 1,25 W/kg przy grubości 0,5 mm jest konieczne. Korzyści, które uzyska się w ten sposób są bezsporne, pozwoli to bowiem na znaczne zmniejszenie wymiarów i ciężaru rdzenia, a więc i na zmniejszenie wymiarów gabarytowych całego transformatora. Zmniejszy się również bardzo poważnie zużycie miedzi nawojowej, co w obecnych warunkach jest sprawą pierwszorzędnej wagi.

c) Zmiana sposobu izolowania blach transformatorowych. Stosowany obecnie sposób izolowania blach, polegający na oklejaniu ich papierem, jest przestarzały i nieekonomiczny i powinien być możliwie najprędzej zastąpiony przez lakierowanie, co przyczyni się do znacznego powiększenia współczynnika wypełnienia (izolowanie blach przez bonderyzowanie lub pokrywanie warstwą kaolinową jest kosztowne i stosuje się jedynie do blach zimnowalcowanych). Dla blachy o grubości 0,35 mm współczynnik wzrośnie z 0,85 do około 0,9, dzięki czemu zmniejszą się średnice rdzeni przy niezmienionym przekroju czynnym, co spowoduje w końcowym wyniku zmniejszenie gabarytu transformatora. Zmniejszy się również zużycie miedzi nawojowej.

Należy tu podkreślić jeszcze to, że wartość współczynnika przewodności cieplnej izolacji lakierowej jest znacznie wyższa niż izolacji papierowej, stosowanej obecnie. Jest to szczególnie ważne przy rdzeniach z kanałami równoległymi do powierzchni blach, a takie właśnie rdzenie stosuje się obecnie prawie wyłącznie.

Należy również podkreślić konieczność dalszej stałej współpracy z Zakładem Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki, która polegałaby między innymi na określeniu minimalnych, lecz wystarczających odległości izolacyjnych z uwzględnieniem stosowanej obecnie technologii i materiałów.

Spełnienie wysuniętych wyżej postulatów stworzy warunki do normalnego i znacznie tańszego transportu transformatorów oraz równocześnie pozwoli na produkowanie mniejszych, lżejszych, a więc i tańszych jednostek dużej mocy.

XXI

PROF. KAROL PRZANOWSKI
Politechnika Łódzka

Uzasadnienie szerokiego stosowania transformatorów regulacyjnych w sieciach najwyższych napięć oraz w rozdzielczych sieciach okręgowych

621.314.214.001.8:621.316.1

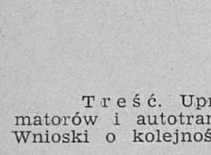
Treść. Uproszczone zależności między przesyłanymi mocami i napięciami. Uzasadnienie konieczności stosowania transformatorów i autotransformatorów regulacyjnych w sieciach promieniowych, w sieciach najwyższych napięć i w sieciach okręgowych. Wnioski o kolejności wprowadzania do naszych sieci transformatorów i autotransformatorów regulacyjnych.

Обоснование широкого применения регулирующих трансформаторов в сетях сверхвысокого напряжения и в районных распределительных сетях. Зависимость в упрощенной форме между передаваемыми мощностями и напряжениями. Обоснование необходимости применения регулирующих трансформаторов и автотрансформаторов в сетях радиального типа, в сетях наиболее высоких напряжений и в районных сетях. Предложения относительно очередности введения в польских сетях регулировочных трансформаторов и автотрансформаторов.

Substantiation of the widespread use of regulating transformers in very high voltage systems and in regional distributing systems. Simplified correlations between power transmitted and voltage. Substantiation of the necessity to make use, in radial networks, wery high voltage and regional systems, of regulating- and auto-transformes. Suggestions as to the sequence in which regulating- and auto-transformers are to be installed in Polish transmission systems.

1. Zależności między przesyłanymi mocami i napięciami.

Rozpatrzmy prosty przypadek przesyłania mocy czynnej P i mocy biernej Q symetryczną linią trójfazową o oporności pozornej $Z = R + jX$ (rys. 1). Jeżeli napięcie w punkcie nadawczym *1* równe jest $\hat{U}_1$, a w punkcie odbiorczym *2* wynosi $\hat{U}_2$, to różnica arytmetyczna $U_1 - U_2$ (czyli spadek napięcia na odcinku *1 — 2*) może być w przybliżeniu obliczona jako podłużna strata napięcia i wyrażona wzorem



Rys. 1

$$(1) \qquad U_1 - U_2 \cong \Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_2} = \frac{P \cdot R}{U_2} \cdot \left(1 + \frac{Q}{P} \cdot \frac{X}{R}\right).$$

Gdyby między punktami *1* i *2* istniała tylko oporność czynna, to spadek napięcia w linii *1 — 2* byłby równy

$$(2) \qquad \Delta U = \frac{P \cdot R}{U_2},$$

a zatem we wzorze (1) drugi składnik

$$\frac{Q}{P} \cdot \frac{X}{R}$$

decyduje o wzroście spadku napięcia spowodowanym obecnością w sieciach elektroenergetycznych oporności biernej X. Wielkość tego składnika zależna jest od stosunków Q do P oraz X do R, których wartości są następujące:

$\cos\varphi$	$\frac{Q}{P} = \operatorname{tg}\varphi$	Linie napowietrzne	$\frac{X}{R}$
0,7	1,02	1. Niskie napięcie 50 mm², Al	0,42
0,8	0,75	2. 30 kV; 50 mm², Al	0,7
0,9	0,48	3. 110 kV; 120 mm², AFL	1,7
1,0	0	4. 220 kV; 377 mm², AF	5,6

Wyraz w nawiasie w równaniu (1) — w przypadku linii napowietrznej niskiego napięcia, gdy przesyłana jest moc o $\cos\varphi = 0{,}8$ — ma wartość

$$1 + 0{,}75 \cdot 0{,}42 = 1{,}31,$$

co oznacza, że spadek napięcia otrzymany z uwzględnieniem oporności indukcyjnej linii jest 1,31 raza większy niż spadek obliczony z pominięciem tej oporności, a więc gdy bierze się pod uwagę tylko oporność czynną linii.

Zachowując ten sam współczynnik mocy $\cos\varphi = 0{,}8$ znajdziemy, że wartość 1,31 obliczona dla linii niskiego napięcia wzrasta dla linii 30-, 110- i 220-kilowoltowych odpowiednio do 1,52, 2,28 i 5,2. Dla linii 220-kilowoltowej współczynnik 5,2 zmniejszy się do 3,7, jeżeli przyjąć $\cos\varphi = 0{,}9$ zamiast 0,8.

Liczby powyższe wskazują, w jak znacznym stopniu wielkość przesyłanej mocy biernej i oporność indukcyjna linii wpływają na spadek napięcia w linii napowietrznej. Wpływ ten jest tym większy, im wyższe jest napięcie linii.

Dodatkowo należy uwzględnić, że w sieci elektroenergetycznej znajdują się na drodze przepływu mocy nie tylko linie, lecz i transformatory. Stosunek zaś oporności X do R w schemacie zastępczym transformatora jest znacznie większy niż w schemacie zastępczym linii napowietrznej. Na przykład dla transformatora o przekładni 30/6 kV i mocy 2 MVA wynosi on 5,2, a dla transformatora o przekładni 110/30 kV i mocy 10 MVA wynosi już 14,0. Obecność zatem transformatorów powiększa w dużym stopniu spadek napięcia w liniach napowietrznych spowodowany przepływem mocy biernej.

Mowa tu jest wciąż o spadkach napięć w liniach napowietrznych, gdyż sieci okręgowe i sieci najwyższych napięć składają się z linii napowietrznych.

Na podstawie podanych wyżej ogólnych rozważań dochodzi się do ważnego wniosku, że w liniach napowietrznych różnice napięć w dwóch punktach linii spowodowane są głównie przez przepływ mocy biernej i — przeciwnie — jeżeli w dwóch punktach linii istnieje różnica napięć, to od punktu o wyższym napięciu do punktu o niższym napięciu przepływa moc bierna indukcyjna.

Prawidło to nie jest zupełnie słuszne z teoretycznego punktu widzenia, ponieważ nie uwzględnia przepływu mocy czynnej, strat mocy biernej oraz mocy pojemnościowej linii, jednakże — praktycznie biorąc — dobrze określa warunki istniejące w rzeczywistych sieciach elektroenergetycznych.

W sieciach elektroenergetycznych powstają zatem znaczne spadki napięć, jeżeli przez te sieci wraz z mocami czynnymi przesyłane są moce bierne. Weźmy pod uwagę na przykład następującą drogę przepływu mocy: szyny 110 kV sieci państwowej — transformator 110/30 kV — linia 30 kV — transformator 30/6 kV — linia 6 kV — transformator 6/0,4 kV — linia 0,4 kV — przyłącze i wewnętrzna linia zasilająca 0,38/0,22 kV aż do zacisków odbiorcy (ob. szlak $A — E — F — G$ na rys. 4). Spadek napięcia na tej drodze może być równy podczas pełnego obciążenia 30—35% napięcia znamionowego. Jeżeli przyjąć, że podczas najmniejszego dobowego obciążenia spadek napięcia na tej samej drodze jest — z powodu niejednoczesnej zmiany obciążeń różnych odbiorców — równy nie 0, lecz 0,4 spadku występującego podczas pełnego obciążenia, to otrzymamy, że dobowe zmiany napięcia u najdalszego odbiorcy zawierają się w granicach

od 18% do 21%,
tzn. od ± 9,0% do ± 10,5%,
(spadek 30%) (spadek 35%),

w założeniu, że napięcie na szynach 110-kilowoltowych w stacji zasilającej jest stałe. Te zmiany napięć mogą być większe lub mniejsze w przypadku, gdy napięcie na szynach 110-kilowoltowych waha się, co w praktyce zazwyczaj występuje.

Tak duże zmiany napięcia u odbiorcy są niedopuszczalne. Jeżeli przyjąć, że odbiorca może otrzymywać napięcie w granicach „napięcie znamionowe $U_n \pm 5\%$", to należy za pomocą jakichś urządzeń regulować napięcie w granicach ± 4%, gdy spadek napięcia wynosi 30%, i ± 5,5%, gdy spadek napięcia wynosi 35%. Gospodarczo uzasadnionym i powszechnie sto-

sowanym urządzeniem są w tym przypadku transformatory lub autotransformatory regulacyjne (o przekładni zmienianej pod obciążeniem). W rozpatrywanym przypadku mogłyby być zastosowane następujące rozwiązania:

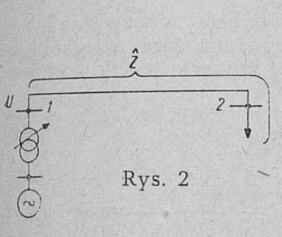
1) transformator na 110/30 kV wykonany jako regulacyjny z zaczepami po stronie 110 kV i regulowany tak, żeby utrzymywać pożądane napięcie na szynach 30-kilowoltowych;

2) autotransformator regulacyjny 30-kilowoltowy, ustawiony jako dodawczy do transformatora na 110/30 kV;

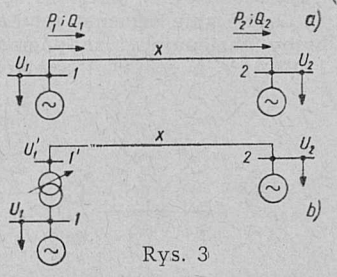
3) transformator na 30/6 kV wykonany jako regulacyjny z zaczepami po stronie 30 kV;

4) autotransformator regulacyjny 6-kilowoltowy jako dodawczy do transformatora na 30/6 kV.

We wszystkich tych przypadkach można za pomocą transformatora czy autotransformatora regulować napięcie na zaciskach transformatora od strony odbiorcy w taki sposób, że-



Rys. 2



Rys. 3

by napięcie na zaciskach odbiorcy utrzymywało się w pożądanych granicach niezależnie od zmian napięcia po stronie zasilającej transformatora i niezależnie od spadków napięć.

Jeżeli napięcie na szynach *1* po stronie odbiorcy (rys. 2) równe jest U, a całkowita oporność linii i odbioru wynosi w pewnej chwili Z, to moc odpływająca z szyn *1* będzie równa

$$\hat{S} = \frac{U^2}{Z}(\cos\theta + j\sin\theta), \tag{3}$$

gdzie $\theta = \operatorname{arc\,tg}\frac{X}{R}$ = kąt oporności pozornej.

Z zależności (3) wynika, że wraz ze zmianą napięcia na szynach zasilających *1* zmienia się zarówno moc czynna, jak i moc bierna pobierana z tych szyn. Gdyby oporność Z nie zależała od U, moc byłaby kwadratową funkcją U i tak też często się zakłada w praktycznych obliczeniach. W rzeczywistości Z zmienia się wraz ze zmianą napięcia U i — w celu wyznaczenia mocy pobieranych przez sieć przy różnych napięciach U — należy znać tzw. charakterystyki statyczne odbiorów to znaczy funkcje

$$\frac{dP}{dU} = f_1(U) \quad \text{oraz} \quad \frac{dQ}{dU} = f_2(U).$$

Fakt, że moc czynna i bierna odbioru wzrasta wraz z napięciem, pociąga za sobą szereg konsekwencji.

Załóżmy, że w celu podniesienia zbyt niskiego napięcia na szynach odbiorczych *2* (rys. 2) podwyższono napięcie na szynach *1*. Wraz ze wzrostem napięcia na szynach *2* będzie wzrastała moc czynna i bierna odbioru i będzie wzrastał spadek napięcia na linii *1—2*. W rezultacie trzeba będzie na szynach *1* podnieść napięcie o większą wartość niż na szynach *2*. Ustalając zakres regulacyjny transformatora ustawionego w punkcie *1* należy o tych zależnościach pamiętać.

Ustawienie transformatora regulacyjnego w punkcie *1* jest korzystniejsze aniżeli ustawienie go w punkcie *2*, ponieważ w pierwszym przypadku średnie napięcie na odcinku *1—2* jest wyższe i z tego powodu spadek napięcia i straty mocy w linii są mniejsze.

Rozpatrzone zależności między napięciami i mocami są słuszne dla linii promieniowych oraz sieci dowolnej konfiguracji, zasilanych w jednym punkcie.

Inaczej jest, gdy sieć zasilana jest w wielu punktach, to znaczy, gdy w wielu punktach sieci doprowadzane są niezależne napięcia wytwarzane przez różne źródła mocy elektrycznej, np. prądnice lub kompensatory synchroniczne.

Weźmy pod uwagę linię napowietrzną wysokiego napięcia *1—2* z przyłączonymi źródłami mocy w punktach *1* i *2* (rys. 3a). Między tymi źródłami i szynami *1* i *2* mogą znajdować się transformatory. Transformatory mogą być także włączone w samej linii — między punktami *1* i *2*; dla prostoty rysunku ani jednych ani drugich transformatorów nie pokazano. Ponieważ w liniach wysokiego napięcia stosunek X/R jest duży, uwzględnimy dla uproszczenia rozważań tylko oporność bierną X linii (i ewentualnie transformatorów). Załóżmy dalej, że przy napięciach panujących na szynach *1* i *2* — U_1 i U_2 — kierunki przepływu mocy czynnych i biernych indukcyjnych są takie, jak to wskazują strzałki na rysunku 3a. W tych warunkach możemy napisać następujące wyrażenia:

$$P_1 = P_2 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \sin\delta, \tag{4a}$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{X} - \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \cos\delta = \frac{U_1 \cdot U_2}{X}\left(\frac{U_1}{U_2} - \cos\delta\right), \tag{4b}$$

$$Q_2 = -\frac{U_2^2}{X} + \frac{U_1 \cdot U_2}{X}\cos\delta = \frac{U_1 \cdot U_2}{X}\left(\cos\delta - \frac{U_2}{U_1}\right), \tag{4c}$$

gdzie P_1 i P_2 — moce czynne,

Q_1 i Q_2 — moce bierne indukcyjne,

δ — kąt fazowy między wskazami napięć U_1 i U_2.

Załóżmy, że między szynami *1* i *2* ma być przesyłana stała moc czynna $P_1 = P_2$. Jeżeli napięcia na szynach są zadane i wynoszą U_1 i U_2, to z równ. (4a) można określić wartość kąta fazowego δ, który musi istnieć między wskazami napięć U_1 i U_2, ażeby przesyłana moc czynna była równa P_1. Napięciom U_1 i U_2 oraz kątowi δ będą odpowiadały moce bierne Q_1 i Q_2 określone równaniami (4b) i (4c). Moce te muszą być przesłane równocześnie z mocą czynną P_1, jeżeli napięcia na szynach *1* i *2* powinny mieć żądane wartości.

Gdy któreś z napięć U_1 lub U_2 ulegnie zmianie, to w celu utrzymania tego samego przepływu mocy czynnej P_1 musi równocześnie ulec odpowiedniej zmianie kąt δ zgodnie z równaniem (4a). Zmiana napięcia i zmiana kąta δ pociąga za sobą zmianę mocy biernych Q_1 i Q_2 według równań (4b) i (4c).

Z rozważań tych wynika następujący wniosek: jeżeli między dwoma punktami linii *1* i *2*, w których są źródła mocy elektrycznej, przesyłana jest stała moc czynna, to wartości napięć U_1 i U_2 związane są z równocześnie przepływającą mocą bierną Q_1 i Q_2. Zmiana napięć pociąga za sobą zmianę mocy biernych i przeciwnie. Na przykład, gdy szyny *1* i *2* są szynami linii państwowej 110-kilowoltowej w dwóch odległych podstacjach połączonych z sieciami okręgowymi, które mają własne elektrownie, to w przypadku przesyłania z podstacji *1* do podstacji *2* pewnej mocy czynnej, zadanej przez rozrządcę, musi równocześnie między podstacjami przepływać moc bierna określona przez moc czynną i napięcia U_1 i U_2. Gdyby ze względu na potrzeby sieci okręgowych powstała konieczność zmiany napięcia U_1 lub U_2, to zmiana taka byłaby połączona z równoczesną zmianą przepływu mocy biernej.

Załóżmy dla przykładu, że napięcia w punktach *1* i *2* (rys. 3a) są związane zależnością

$$U_1 = 1{,}05 \cdot U_2,$$

a kąt fazowy między U_1 i U_2 wynosi $\delta = 10^0$. Wówczas na podstawie równań (4a), (4b), (4c) możemy obliczyć moce czynne

$$P_1 = P_2 = 1{,}05\frac{U_2^2}{X} \cdot \sin 10^\circ = 0{,}183 \cdot \frac{U_2^2}{X}$$

i moce bierne:

$$Q_1 = 1{,}05\frac{U_2^2}{X} \cdot (1{,}05 - \cos 10^\circ) = 0{,}0683 \cdot \frac{U_2^2}{X},$$

$$Q_2 = 1{,}05\frac{U_2^2}{X} \cdot (\cos 10^\circ - 0{,}954) = 0{,}0326\frac{U_2^2}{X}.$$

Przyjmijmy, że napięcie U_1 musi być podniesione do wartości $1{,}1 \cdot U_2$ a przesyłana moc czynna nie ulega zmianie. Wobec tego kąt δ musi zmienić się na taki kąt δ', który będzie spełniał warunek:

$$\sin\delta' = \frac{1{,}05}{1{,}1} \cdot \sin\delta = 0{,}955 \cdot \sin 10^\circ,$$

skąd $\delta' = 9{,}6^0$. Mamy teraz moce czynne

$$P_1 = P_2 = 0{,}183 \cdot \frac{U_2^2}{X} \quad \text{(bez zmiany)}$$

i moce bierne

$$Q_1 = 1{,}1 \cdot \frac{U_2^2}{X} \cdot (1{,}1 - \cos 9{,}6^\circ) = 0{,}125 \cdot \frac{U_2^2}{X},$$

$$Q_2 = 1{,}1 \cdot \frac{U_2^2}{X} \cdot (\cos 9{,}6^\circ - 0{,}910) = 0{,}0836 \frac{U_2^2}{X}.$$

Jeżeli przesyłana moc czynna wynosiła w pierwszym i drugim przypadku np. $P_1 = P_2 = 30$ MW, to moce bierne wypadają: w pierwszym przypadku ($U_1 = 1{,}05 \cdot U_2$), $Q_1 = 11{,}2$ MVAr, $Q_2 = 5{,}3$ MVAr; w drugim przypadku ($U_1 = 1{,}1 \cdot U_2$), $Q_1 = 20{,}5$ MVAr, $Q_2 = 13{,}7$ MVAr. Wynika stąd, że wraz z podniesieniem napięcia na stacji *1* z $1{,}05 \cdot U_2$ do $1{,}1 \cdot U_2$ należałoby ze stacji *1* wysłać o 9,3 MVAr więcej, a na stacji *2* przyjąć o 8,4 MVAr więcej. Mogłoby się zdarzyć, że elektrownie w sieci przyłączonej do stacji *1* nie byłyby w stanie wytworzyć dodatkowo potrzebnej mocy biernej lub sieć przyłączona do stacji *2* nie miałaby możności przyjąć dodatkowej mocy biernej. Wówczas podniesienie napięcia na stacji *1* byłoby niemożliwe.

W celu uniezależnienia regulacji napięcia od rozpływu mocy biernej stosuje się w sieciach elektroenergetycznych transformatory i autotransformatory regulacyjne. Na rys. 3b pokazany jest transformator regulacyjny ustawiony na stacji *1*. Transformator ten pozwala na utrzymywanie na szynach *1'* takiego napięcia U'_1, jakie jest pożądane ze względu na przesył zadanej mocy czynnej i biernej między stacjami *1* i *2*, oraz równocześnie na utrzymywanie na szynach *1* takiego napięcia U_1, jakie jest wymagane ze względu na warunki napięciowe w sieci przyłączonej do szyn *1*. Gdyby napięcia znamionowe szyn *1'* i *1* były jednakowe, wówczas zamiast transformatora mógłby być użyty autotransformator.

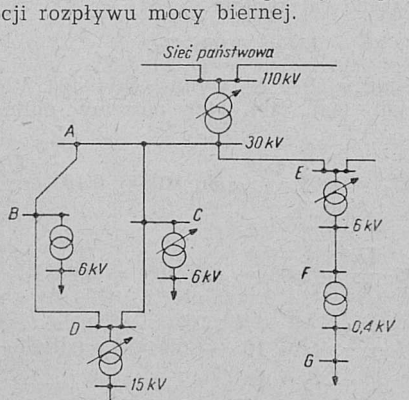
Rozważania dotyczące zależności między napięciami i przepływem mocy biernych, przeprowadzone dla pewnej stałej mocy czynnej, mogą być powtórzone i dla innych wartości mocy czynnych. Wynikiem tych rozważań jest wniosek, że w sieciach elektroenergetycznych napięcia na stacjach — praktycznie — są uwarunkowane rozpływem mocy biernych i mogą być niezależne od rozpływu mocy czynnych. Moc czynna może być przesyłana między punktami *1* i *2* o stosunku napięć $U_1 : U_2$ większym lub mniejszym od jedności, albo równym jedności, w zależności od kierunku i wielkości równocześnie przepływającej mocy biernej. Przez stosowanie transformatorów i autotransformatorów regulacyjnych można uniezależnić regulację przepływu mocy biernych od regulacji napięcia.

2. Zakres stosowania transformatorów regulacyjnych.

W sieciach elektroenergetycznych transformatory regulacyjne stosowane są w dwóch przypadkach:

1) w celu zmniejszenia zmian napięcia spowodowanych spadkami napięcia w sieci (znacznymi ze względu na niekorzystny stosunek $X : R$ i przepływ mocy biernych),

2) w celu uniezależnienia regulacji napięcia w sieciach od regulacji rozpływu mocy biernej.

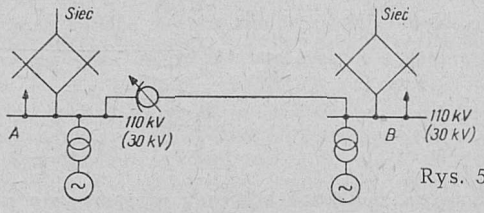


Rys. 4

Rozpatrzmy typowe schematy włączania transformatorów regulacyjnych.

W poprzednim rozdziale był rozważany przypadek, w którym należało zainstalować transformator regulacyjny pozwalający na regulację napięcia w granicach ± 5,5%. Gdyby to był transformator na 110/30 kV ustawiony na stacji *A* (rys. 4), to przy założonym stałym napięciu na szynach 110-kilowoltowych otrzymalibyśmy napięcie na szynach 30-kilowoltowych tej stacji zmieniające się w granicach ± 5,5% w zależności od potrzeb sieci *A—E—F—G*. Lecz do szyn 30 kV stacji *A* przyłączone są jeszcze i inne sieci, w których obciążenie zmienia się w czasie inaczej niż obciążenie sieci *E—F—G*; na przykład sieć *E—F—G* może być siecią miejską, a sieć *B—C—D* siecią przemysłową lub rolniczą. Wobec tego regulacja napięciowa w granicach ± 5,5%, dokonywana odpowiednio do potrzeb sieci *E—F—G*, okaże się nieodpowiednią dla sieci *B—C—D*. W praktyce nie dopuszcza się zatem większej regulacji napięcia na szynach podstacji zasilających, jak od 0 podczas małego obciążenia, do + 5% podczas dużego obciążenia. Wynika z tego, że brakująca dla potrzeb sieci *E—F—G* regulacja napięcia o zakresie 6% będzie musiała być przerzucona na transformatory lub autotransformatory zainstalowane w tejże sieci, np. na transformator 30/6 kV w stacji *E*.

Ostatecznie schemat regulacji napięcia w rozważanej sieci byłby następujący: za pomocą transformatora regulacyjnego 110/30 kV w stacji *A* napięcie na szynach 30-kilowoltowych



Rys. 5

w tej stacji — niezależnie od wysokości napięcia na szynach 110 kV — będzie utrzymywane w granicach od 0 do +5% i zmieniane odpowiednio do obciążenia, albo odpowiednio do dobowego wykresu napięcia podanego przez rozrządcę, albo odpowiednio do napięcia panującego na jednej z wybranych podstacji okręgowych (np. *B*, *D* lub *E*). W podstacjach okręgowych będą dodatkowo zainstalowane transformatory regulacyjne: w częściach sieci, w których spadki napięć są duże (np. na stacji *E*), w częściach sieci o zasadniczo różnym charakterze obciążenia (np. sieć rolnicza przyłączona do stacji *D*) i wreszcie na stacjach zasilających odbiorców szczególnie wrażliwych na zmianę napięcia (np. stacja *C*).

Ten typowy schemat regulacji napięcia w sieciach okręgowych wskazujący na potrzebę stosowania wielu transformatorów lub autotransformatorów (jako dodawczych) regulacyjnych, zmienia się, jeżeli w sieci okręgowej istnieją źródła mocy biernej — elektrownie, kompensatory synchroniczne, kondensatory statyczne, które mogą wziąć udział w regulacji napięcia. Przez wytwarzanie mocy biernej w pobliżu odbiorcy unika się potrzeby przesyłania tej mocy siecią i zmniejsza się spadki napięć, a zatem zmniejsza się liczbę potrzebnych transformatorów regulacyjnych.

Jakkolwiek — teoretycznie — można byłoby przez odpowiednie stosowanie źródeł mocy biernej regulować we właściwy sposób napięcia w sieci okręgowej bez potrzeby instalowania transformatorów regulacyjnych, to jednak ze względów gospodarczych takie rozwiązanie jest niewłaściwe i transformatory regulacyjne muszą być stosowane. Gdyby bowiem regulacja napięcia miała być zapewniona jedynie przez regulację mocy biernej oddawanej lub pobieranej przez kompensatory, kondensatory statyczne, dławiki itp., to — ponieważ one powinny być instalowane w pobliżu odbiorów — liczba ich wypadłaby znaczna, a zatem znaczny byłby koszt związany z ich ustawieniem i eksploatacją. Jeżeli w celu zmniejszenia tych kosztów będzie się instalowało większe pojedyncze źródła mocy biernej, to wypadnie umieszczać je w stacjach o większych mocach, a zatem położonych elektrycznie bliżej elektrowni, wtedy jednak skuteczność regulowania napięcia przez zmianę mocy biernej będzie mniejsza, co wynika bezpośrednio z równ. (1). Skuteczność regulowania napięcia przez zmianę mocy biernej jest także zależna od stosunku $X : R$, a więc wypada tym większa, im wyższe jest napięcie sieci.

W rozważaniach gospodarczych należy także brać pod uwagę zmianę strat mocy czynnej w sieci spowodowaną przez zmianę przepływającej przez sieć mocy biernej. Rozważmy wpływ zmiany mocy biernej na spadek napięcia i stratę mocy czynnej. Z równ. (1) można napisać:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R}{U_2} \cdot \left(1 + \frac{X}{R} \cdot \operatorname{tg} \varphi\right),$$

$$d(\Delta U) = k_1 \cdot d(\operatorname{tg}\varphi). \tag{5}$$

Podobnie dla straty mocy:

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot R + Q^2 \cdot R}{U_2^2} = \frac{P^2 \cdot R}{U_2^2} \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)$$

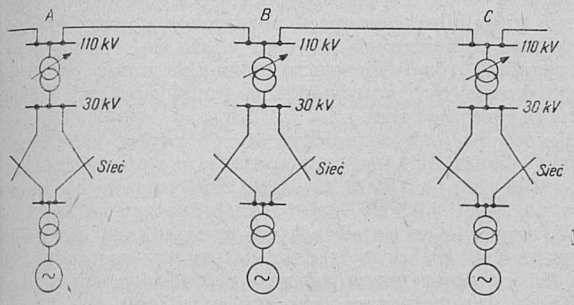
$$d(\Delta P) = k_3 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot d(\operatorname{tg} \varphi). \tag{6}$$

Przyrost mocy biernej:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

$$dQ = k_2 \cdot d(\operatorname{tg} \varphi). \tag{7}$$

W równaniach tych k_1, k_2 k_3 są wartościami stałymi, jeśli założy się, że P, U_2, R, X są stałe. Wraz ze zmianą mocy biernej Q zmienia się tgφ.



Rys. 6

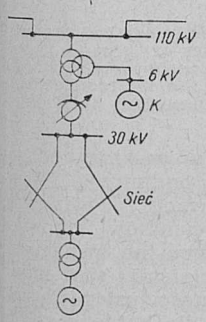
Utwórzmy stosunki przyrostów spadków napięć (5) i przyrostów strat mocy (6) do przyrostów mocy biernej (7):

$$\frac{d(\Delta U)}{dQ} = \frac{k_1}{k_2} = \text{const}, \tag{8}$$

$$\frac{d(\Delta P)}{dQ} = \frac{k_3}{k_2} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \tag{9}$$

Z zależności tych wynika, że stosunek przyrostu spadku napięcia do przyrostu mocy biernej jest stały, natomiast stosunek przyrostu straty mocy czynnej do przyrostu mocy biernej jest zależny od wartości tgφ. Oznacza to, że jeśli podczas procesu regulowania mocy biernej, przepływającej przez linię o stałych R, X, wartość tgφ będzie coraz bardziej zbliżała się do 0 ($\cos \varphi \to 1$), to zysk gospodarczy osiągnięty przez zmniejszenie strat mocy czynnej będzie także dążył do 0 (9), natomiast skuteczność regulowania napięcia przez zmianę mocy biernej pozostaje niezmienna (8). Powyżej zatem pewnej wartości $\cos \varphi$ (0,9 ÷ 0,95) z rozważań gospodarczych nad celowością regulacji napięcia przez zmianę mocy biernej odpada wzgląd na zmniejszanie strat mocy czynnej.

Rozważania powyższe wyjaśniają, dlaczego źródła mocy biernej są stosowane w praktyce do regulacji napięcia w sieciach od 110 kV wzwyż, w sieciach zaś o niższych napięciach stosowane są na ogół transformatory i autotransformatory regulacyjne.



Rys. 7

Należy zwrócić uwagę, że obecnie dąży się do zautomatyzowania procesu regulacji napięcia, a zatem transformatory regulacyjne powinny mieć napędy przełączników zaczepów, umożliwiające samoczynne zdalne sterowanie.

Typowe schematy układów elektroenergetycznych, w których stosowane są transformatory lub autotransformatory regulacyjne w celu oddzielenia regulacji napięcia od regulacji rozpływu mocy biernych, są pokazane na rys. 5 do 9.

Na rys. 5 elektrownie na stacji A i B regulują napięcie odpowiednio do wymagań sieci okręgowych. Między stacjami A i B odbywa się dwustronna wymiana mocy czynnej i biernej. Przepływ mocy biernej regulowany jest za pomocą autotransformatora ustawionego na stacji A. Wobec dwukierunkowej wymiany mocy zakres regulacyjny autotransformatora musi być znaczny.

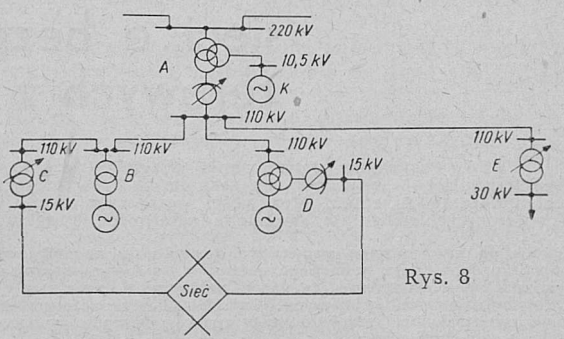
Rys. 6 przedstawia schemat linii 110-kilowoltowej, która zasila trzy sieci okręgowe na 30 kV. Między linią 110-kilowoltową i sieciami okręgowymi przewidziana jest dwustronna wymiana mocy czynnej i biernej. Poziom napięć w każdej z sieci okręgowej 30-kilowoltowej utrzymywany jest przez własne elektrownie i ewentualne dodatkowe źródła mocy biernej. Wielkość mocy biernej wymienianej z linią 110-kilowoltową regulowana jest przez transformatory na 110/30 kV.

Na rys. 7 na stacji 110/30/6 kV zainstalowany jest kompensator synchroniczny K, który ma regulować napięcie na szynach 110-kilowoltowych. Ażeby moc dostarczana przez kompensator nie upływała do sieci 30-kilowoltowej ustawiono autotransformator na 30 kV, pozwalający na regulowanie wielkości mocy biernej wymienianej między linią 110-kilowoltową wraz z kompensatorem a siecią okręgową 30-kilowoltową.

Na rys. 8 schemat połączeń stacji A jest identyczny ze schematem pokazanym na rys. 7. Napięcie w sieci 110-kilowoltowej utrzymywane jest przez elektrownie B, D; napięcie oraz rozpływ mocy w sieci 15-kilowoltowej regulowane są przez transformator C i autotransformator D.

Wreszcie rys. 9 przedstawia przypadek, w którym linie tworzą zamkniętą pętlę A—D (110 kV) — D — C — A(30 kV). W takiej pętli rozpływ prądów uwarunkowany jest opornościami boków pętli i może być niekorzystny ze względu na straty mocy lub przeciążenia odcinków linii. W celu zmiany naturalnego rozpływu prądów instaluje się na jednej ze stacji transformator regulacyjny (A) lub też autotransformator regulacyjny (B). Niekiedy potrzebne są tu transformatory pozwalające na regulację nie tylko wielkości, lecz i fazy napięcia. Gdyby oprócz rozpływu prądów w gałęziach pętli należało regulować napięcie na szynach 30-kilowoltowych stacji A lub wielkość mocy biernej wymienianej między siecią 30 kV (z własnymi elektrowniami) przyłączoną do stacji A a linią 110 kV, wówczas trzeba byłoby jednocześnie zainstalować na tej stacji transformator regulacyjny i autotransformator regulacyjny.

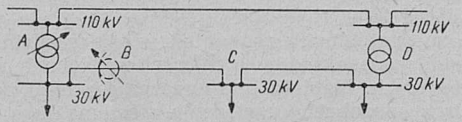
Z przytoczonych rozważań wynika, że w sieciach wysokich i najwyższych napięć zagadnienie regulacji napięcia wiąże się z zagadnieniem rozpływu mocy biernych, jakkolwiek do rozwiązania tych zagadnień stosowane są inne kryteria. Regulacja napięć mianowicie powinna być tak wykonywana, ażeby napięcia odbiorców zawierały się w przepisanych gra-



Rys. 8

nicach; moc zaś bierna, która musi być dostarczona odbiorcom, powinna być tak przesyłana przez sieć, ażeby powstawały jak najmniejsze straty mocy.

Gdyby odbiory były przyłączone bezpośrednio do szyn zbiorczych elektrowni, nie byłoby ani problemu regulacji napięcia, ani problemu regulacji mocy biernej. Gdy jednak odbiorca oddala się od elektrowni i przez to wydłuża się linia, którą musi być zasilany, pojawia się konieczność regulowania napięcia na szynach elektrowni w coraz szerszym zakresie w sposób zależny od chwilowego obciążenia odbiorcy, po-



Rys. 9

nieważ od tego obciążenia zależny jest spadek napięcia w linii, a zatem i napięcie na zaciskach odbioru, przy czym na spadek napięcia głównie ma wpływ moc bierna przesyłana wraz z mocą czynną.

Regulacja napięcia na szynach elektrowni ma swoje granice, określone przez własności prądnic, transformatorów i innych urządzeń elektrycznych oraz przez wymagania innych odbiorców zasilanych krótszymi liniami lub zasilanych bezpośrednio z szyn elektrowni. Zatem w celu dostarczenia określonej mocy oddalonemu odbiorcy, z zachowaniem wymaganych warunków napięciowych, należy zastosować środki powodujące zmniejszenie spadku napięcia, jak dodatkowe

linie, linie na wyższe napięcie, źródła mocy biernej zainstalowane w pobliżu odbiorcy i odciążające sieć od przesyłania mocy biernej, lub też zastosować urządzenia regulacyjne, transformatory i autotransformatory. Wybór środków jest wynikiem rozważań i obliczeń technicznych i gospodarczych. Doświadczenie wskazuje, że stosowanie transformatorów i autotransformatorów regulacyjnych jest nieodzowne, szczególnie tam, gdzie z tych samych szyn elektrowni lub podstacji rozdzielczej zasilane są linie lub sieci o różnym charakterze odbiorców, tj. o obciążeniu zmieniającym się w czasie w różny sposób, a zatem wymagających odrębnej regulacji napięcia.

Gdy połączymy odbiorcę z elektrownią dwiema lub więcej różnymi liniami, zjawia się nowe zagadnienie: rozpływ prądów w liniach. W celu sterowania tym rozpływem należy zastosować transformatory lub autotransformatory regulacyjne, zmieniające czasem nie tylko wielkość napięcia, lecz i jego fazę.

W większych sieciach, złożonych z wielu linii o różnych napięciach i z wielu elektrowni, ruch elektryczny musi być tak prowadzony, żeby w wybranych kontrolnych punktach sieci napięcie miało wartości określone przez dobowe wykresy napięcia, a rozpływ mocy czynnych i biernych w sieci zapewniał minimum strat mocy z zachowaniem warunków stateczności współpracy równoległej. Spełnienie tych wymagań ruchu nie jest możliwe przez wyłączną regulację wzbudzenia w elektrowniach.

Rozwiązanie racjonalne pod względem technicznym i gospodarczym otrzymuje się przez zainstalowanie w sieciach dodatkowych źródeł mocy biernej, jak kompensatory synchroniczne i kondensatory statyczne oraz urządzeń regulacyjnych, transformatorów i autotransformatorów o przekładniach zmienianych pod obciążeniem przez regulatory samoczynne.

3. Wnioski.

Sieci elektroenergetyczne rozwijają się w Polsce Ludowej w sposób wspaniały. Podnoszą się napięcia i powiększają długości linii przesyłowych. Wzrastają przesyłane i rozdzielane moce, gęstnieją sieci okręgowe. Wzrastają moce i liczba elektrowni.

Prowadzenie ruchu elektrycznego staje się w naszych sieciach coraz trudniejsze i wymaga stosowania coraz doskonalszych środków technicznych. W celu właściwej regulacji napięcia i regulacji rozpływu mocy biernych muszą w coraz szerszym zakresie być wprowadzane transformatory i autotransformatory regulacyjne.

Wydaje się, że jeśli ograniczyć się do napięć zalecanych, to kolejność ważności jest następująca: najpierw transformatory regulacyjne na 110/30 kV i 110/15 kV, potem autotransformatory na 30 kV i 15 kV, dalej transformatory na 30/15 kV i 30/6 kV, wreszcie w pojedynczych przypadkach autotransformatory na 110 kV oraz transformatory do regulacji fazy napięcia. W jak najszerszym zakresie należałoby wprowadzać urządzenia do automatycznej regulacji przekładni.

XXII

MGR INŻ. ANTONI ROGUSKI
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Wybór napięć zwarcia transformatorów trójuzwojeniowych stosowanych do sprzęgania sieci o bezpośrednio uziemionych punktach zerowych z sieciami skompensowanymi

621.3.015.5:621.314.025.3:621.316.13:621.3.053.24

Treść. Przyczyny powstawania przepięć rezonansowych w sieciach skompensowanych przy zwarciach doziemnych w powiązanych z nimi — przy pomocy transformatorów trójuzwojeniowych — sieciach o skutecznie uziemionych punktach zerowych. Sposób obliczania przepięć. Możliwości ograniczenia ich w przypadkach, kiedy napięcia zwarcia sprzęgających transformatorów trójuzwojeniowych spełniają określone zależności. Przykłady spełniania i niespełniania tych warunków w praktyce krajowej.

Выбор напряжения короткого замыкания трехобмоточных трансформаторов, применяемых для связывания сетей, нулевая точка которых заземлена непосредственно, с компенсированными сетями. Причины возникания резонансных перенапряжений в компенсированных сетях в случае короткого замыкания на землю в связанных с ними (при помощи трехобмоточных трансформаторов) сетях с нулевыми, точками заземленными надлежащим образом. Способ подсчета перенапряжений. Возможности ограничения их в тех случаях, когда напряжения короткого замыкания связывающих трехобмоточных трансформаторов удовлетворяют определенным условиям. Примеры удовлетворения и неудовлетворения этим условиям в польской практике.

Selection of short circuit voltage of three-winding transformers used for interconnecting systems with directly earthed neutral points and compensated systems. Causes of occurrence, in compensated systems, of resonant overvoltage in the cases of ground faults in systems with effectively earthed neutral points and interconnected with the former by means of three-winding transformers. Method of computing overvoltage. Possibilities of limiting overvoltage in instalances when the short circuit voltages of the interconnecting three-winding transformers perform definite relation. Examples of compliance and non-compliance with these provisions in Polish power practice.

1. Wstęp.

Zagadnienie sposobu uziemienia punktów zerowych transformatorów w układach elektroenergetycznych, stanowiące wyodrębniony problem w elektrotechnice, jest źródłem szeregu nowych problemów powstających skutkiem przyjęcia różnych sposobów uziemienia w danym układzie.

Jednym ze specjalnych zagadnień w tej dziedzinie jest łączenie i współpraca układów o różnych sposobach uziemienia punktów zerowych. Nabiera ono znaczenia z tego powodu, że przy pewnych sposobach powiązania sieci możliwe jest przenoszenie zakłóceń, z jednych sieci do drugich, a nawet tworzenie się dalszych niebezpiecznych zjawisk zakłóceniowych w jednych sieciach przy stosunkowo mniej groźnych zakłóceniach powstających w sieciach powiązanych.

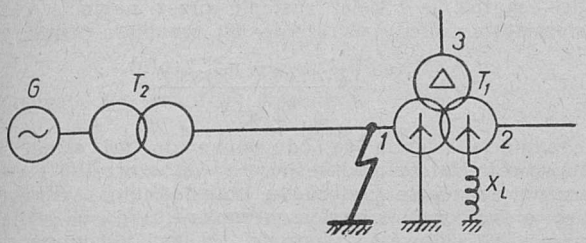
Do najczęstszych przypadków tego rodzaju należy przenoszenie się składowej zerowej napięcia z jednych sieci do drugich poprzez transformatory z punktami zerowymi uziemionymi po obu stronach. Przypadki te występują bez względu na to, czy uziemienia punktów zerowych są skuteczne czy są tego samego rodzaju lub czy różnią się wielkością i charakterem oporności włączanych do punktów zerowych. Rodzaj oporności wpływa wówczas tylko na wielkość przeniesionego napięcia.

Obserwowanie tego rodzaju zjawisk w praktyce pociągnęło za sobą konieczność wprowadzania ograniczeń i koordynacji punktów uziemiających w sieciach powiązanych. Zaczęto mianowicie unikać uziemiania punktów zerowych po obu stronach tego samego transformatora lub wykonywać takie uziemienia tylko w przypadku spełnienia specjalnych warunków, stawianych wielkościom oporności uziemiających. Warunki te muszą być określone osobno dla każdego układu przesyłowego.

Przenoszenie się składowej zerowej napięcia z jednych sieci do drugich może być szczególnie groźne wówczas, kiedy pojawienie się napięcia zerowego może pobudzać do drgań obwody rezonansowe kolejności zerowej. Powoduje to powstawanie przepięć rezonansowych szczególnie niebezpiecznych w układach o małym tłumieniu. Typowym przykładem powstawania tego rodzaju zjawiska jest przypadek powiązania za pośrednictwem transformatora Y_y bez uzwojenia wyrównawczego sieci o bezpośrednio uziemionym punkcie zerowym z siecią skompensowaną. Gdy oba punkty zerowe transformatora są wyzyskane do uziemienia każdej z sieci, zwarcie 1-fazowe w sieci o punkcie zerowym bezpośrednio uziemionym powoduje powstanie składowej zerowej napięcia w sieci skompensowanej. Napięcie to pobudza do drgań układ rezonansu szeregowego kolejności zerowej złożony z potrójnej indukcyj-

ności dławika gaszącego oraz pojemności zerowej sieci skompensowanej. Ponieważ w sieci tej musi być zachowany warunek kompensacji, układ ten jest w rezonansie przy częstotliwości sieci i pobudzanie go do drgań może być związane z wystąpieniem znacznych przepięć w sieci skompensowanej. Z tej przyczyny stosowanie transformatorów Y_y bez uzwojenia wyrównawczego do jednoczesnego łączenia z ziemią dwóch punktów zerowych — przy sprzęganiu sieci bezpośrednio uziemionych z sieciami skompensowanymi — jest niedopuszczalne.

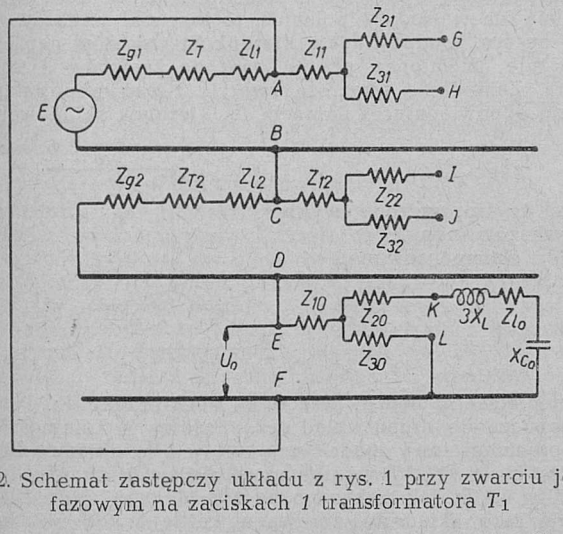
Znaczne złagodzenie powyższego warunku jest możliwe wtedy, kiedy transformatory mają trzecie uzwojenie, wyrównawcze, połączone w trójkąt. Uzwojenie trójkątowe utrudnia



Rys. 1. Typowy układ przesyłowy z pracującym transformatorem trójuzwojeniowym, wiążącym sieci o punktach zerowych uziemionych bezpośrednio oraz przez dławik gaszący

wówczas pobudzanie do drgań układu rezonansowego kolejności zerowej, co wpływa na obniżenie i złagodzenie przepięć. Obniżenie to zależy od oporności zwarcia uzwojenia trójkątowego i może być określone indywidualnie w każdym przypadku transformatora. Z określenia tego wynika dopuszczalność korzystania z obu punktów zerowych do uziemiania powiązanych sieci.

Przypadek powyższy ma szczególne znaczenie praktyczne w dziedzinie zastosowań transformatorów trójuzwojeniowych. Z reguły bowiem transformatory te budowane są w układach Yyd, przy czym uzwojenia gwiazdowe wykorzystywane są do



Rys. 2. Schemat zastępczy układu z rys. 1 przy zwarciu jednofazowym na zaciskach *1* transformatora T_1

sprzęgania sieci o punktach zerowych w różny sposób połączonych z ziemią. W warunkach polskich transformatory te mają pracować przede wszystkim do powiązania sieci 110- i 30-kilowoltowych, przy czym sieci 110-kilowoltowe przewidziane są jako sieci o skutecznie uziemionych punktach zerowych, sieci zaś 30-kilowoltowe jako skompensowane przy pomocy dławików gaszących.

Przy projektowaniu sieci z zasady unika się korzystania przy łączeniu z ziemią więcej niż z jednego punktu zerowego w jednym transformatorze celem wyeliminowania możliwości powstawania przepięć. Może się jednak zdarzyć, że układ sieci i przewidywane warunki ruchowe nie pozwolą na uniknięcie tego rodzaju sytuacji. Potrzebne jest wówczas określenie warunków, które winny być spełnione, żeby wysokość powstających przepięć była ograniczona i jednoczesne wyzyskanie dwóch punktów zerowych do uziemienia było dopuszczalne. Można wykazać, że zależy to od danych znamionowych rozpatrywanych transformatorów oraz od parametrów sieci kompensowanych związanych z tymi transformatorami.

Praca niniejsza podaje ogólne kryterium dopuszczalności jednoczesnego łączenia z ziemią dwóch punktów zerowych transformatorów trójuzwojeniowych, wiążących sieci o uziemionych punktach zerowych bezpośrednio i przez dławiki gaszące. Podano również kilka przykładów oceny przydatności do tego celu niektórych transformatorów spotykanych w praktyce krajowej oraz wnioski, dotyczące wymaganych od nich znamionowych napięć zwarcia i wzajemnego układu uzwojeń.

2. Sposób powstawania przepięć.

Sposób powstawania przepięć w sieci skompensowanej przy zwarciach jednofazowych w sieci o bezpośrednio uziemionym punkcie zerowym wyjaśniają rys. 1 i 2. Na rys. 1 pokazano typowy przykład układu przesyłowego zasilanego od strony sieci o punkcie zerowym bezpośrednio uziemionym. W układzie tym pracuje transformator trójuzwojeniowy, którego dwa dostępne punkty zerowe wykorzystano do uziemienia bezpośredniego i przez dławik gaszący o oporności X_L. Transformator zasilający T_2 przedstawiono na rys 1 jako mający oba punkty zerowe izolowane od ziemi, co — jak wykażemy zaraz — ma tylko ilościowy wpływ na przebieg zjawiska. W tym samym sensie wpływa również założenie, że układ przesyłowy zasilany jest jednostronnie od strony sieci bezpośrednio uziemionej.

Rozważmy zwarcie jednofazowe na zaciskach transformatora T_1. Na rys. 2 przedstawiono schemat zastępczy do obliczenia prądu zwarciowego metodą składowych symetrycznych. Na schemacie tym oznaczają:

Z_{g1}, Z_{g2} — oporności dla składowej zgodnej i przeciwnej generatora G,

Z_{T1}, Z_{T2} — oporności dla składowej zgodnej i przeciwnej transformatora T_2,

Z_{l1}, Z_{l2} — oporności dla składowej zgodnej i przeciwnej sieci zasilającej na drodze od transformatora T_2 do punktu zwarcia,

Z_{11}, Z_{12}, Z_{10}, Z_{21}, Z_{22}, Z_{20}, Z_{31}, Z_{32}, Z_{30}, — składowe symetryczne oporności uzwojeń *1*, *2*, *3* transformatora T_2,

X_L — oporność indukcyjna dławika gaszącego,

X_{Co} — oporność pojemnościowa doziemna sieci skompensowanej,

Z_{lo} — oporność szeregowa dla składowej zerowej tej sieci. Wszystkie oporności są odniesione do tego samego napięcia podstawowego.

Z rys. 2 widać, że składowa zerowa napięcia U_o występującego między punktami E i F jest doprowadzona do obwodu zerowego zawierającego w jednej z gałęzi układ rezonansu szeregowego. Układ ten znajduje się w rezonansie przy częstotliwości sieci, gdyż spełniony jest warunek kompensacji w sieci. Jeżeli oporność bocznikująca Z_{30} jest znaczna, to układ ten pobudzany jest do drgań skutkiem działania przy zwarciu napięcia U_o. Drgania te przy małym tłumieniu obwodu rezonansowego mogą powodować powstanie przepięć rezonansowych o znacznych wartościach.

Z rys. 2 widać, że przepięcia są tym większe, im oporność Z_{30} jest większa, a oporności Z_{10} i Z_{20} mniejsze, a więc im większe napięcie pobudza obwód rezonansowy do drgań. Włączenie szeregowe z opornością Z_{10} dodatkowej oporności w punkcie E zmniejsza napięcie pobudzające obwód rezonansowy do drgań. Bywa to wówczas, kiedy zwarcie jednofazowe nie występuje w sieci o bezpośrednio uziemionym punkcie zerowym na zaciskach transformatora T_1, lecz jest od niego oddalone. Napięcie pobudzające obwód rezonansowy jest również tym wyższe, im wyższe jest napięcie zerowe U_o, a zatem im większa jest oporność zerowa całości układu między punktami E i F oraz im mniejsze są oporności — zgodna i przeciwna między punktami A i B oraz C i D. Napięcie U_o byłoby zatem mniejsze, gdyby punkt zerowy transformatora T_2 był uziemiony od strony T_1. Gdyby transformator T_1 był zasilany z innej strony, np. od strony uzwojenia *3*, lub gdyby był zasilany równocześnie np. z dwu stron, oporności kolejności zgodnej i przeciwnej układu mogłyby ulec zmniejszeniu i napięcie zerowe U_o byłoby wyższe. Prowadziłoby to w konsekwencji do wyższych przepięć rezonansowych, które należałoby obliczać przewidując przypadek najniekorzystniejszy.

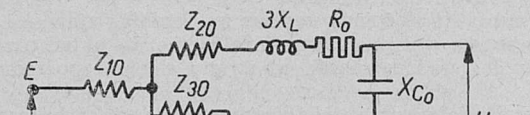
3. Obliczenie wysokości przepięć.

Najniekorzystniejszym przypadkiem powstawania przepięć jest przypadek, kiedy zwarcie występuje na zaciskach uzwojenia *1* transformatora T_1, przy dużej wartości stosunku $\frac{X_0}{X_1}$, tj. oporności zerowej (między punktami E i F) i oporności zgodnej (między punktami A i B) w punkcie zwarcia. Ponieważ sieć o bezpośrednio uziemionym punkcie zerowym winna

być w założeniu siecią, w której uziemienie to jest skuteczne, maksymalna wartość stosunku X_0/X_1 winna wynosić nie więcej niż 3. Najwyższa wartość napięcia zerowego w punkcie zwarcia wynosi wówczas w założeniu równości oporności zgodnych i przeciwnych:

$$U_{0max} = I_0 X_0 = \frac{EX_0}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3}{5} E, \tag{1}$$

gdzie E jest napięciem fazowym źródła napięcia zasilania. Jeśli napięcie (1) występuje między punktami E i F z rys. 2 możliwe jest obliczenie spadków napięć w każdej z gałęzi obwodu złożonego z oporności zerowych. Spadek napięcia na pojemności X_{C0} określa wówczas wartości przepięć w sieci skompensowanej. Jeżeli założyć, że część bierna oporności linii Z_{l0} wchodzi do warunku rezonansu, można ją uważać za zawartą w $3X_L$, część zaś czynną można ująć wraz z innymi opornościami czynnymi obrotu rezonansowego w postaci jed-



Rys. 3. Schemat zastępczy kolejności zerowej zawierający obwód drgający rezonansu szeregowego

nej oporności R_0 wyrażającej łączne straty obwodu. Uzyskuje się wówczas układ elementów przedstawiony na rys. 3.

Rozwiązując powyższy układ otrzymuje się dla napięcia na pojemności X_{C0} wyrażenie:

$$U_{C0} = \frac{Z_{30} \cdot X_{C0}}{Z_{30}(Z_{20}+3X_L+R_0+X_{C0}) + Z_{10}(Z_{30}+Z_{20}+3X_L+R_0+X_{C0})} = U_0 \tag{2}$$

Zakładając, że dla $U_0 = U_{0max}$ zgodnie z (1)

$$U_0 = \frac{3}{5} E,$$

oraz, że w sieci skompensowanej

$$3X_L + X_{C0} = 0,$$

otrzymuje się z (2):

$$U_{C0} = \frac{3}{5} E \frac{Z_{30}X_{C0}}{(Z_{30}Z_{20}+Z_{10}Z_{30}+Z_{10}Z_{20}) + R_0(Z_{10}+Z_{30})}. \tag{3}$$

Zakładając, że sieć skompensowana jest zasilana transformatorem dużej mocy i że wówczas $R_0 \gg Z_{10}, Z_{20}, Z_{30}$, będzie

$$U_{C0} \cong \frac{3}{5} E \frac{Z_{30}X_{C0}}{R_0(Z_{10}+Z_{30})} = \frac{3}{5} \frac{E}{d} \frac{Z_{30}}{Z_{10}+Z_{30}}, \tag{4}$$

gdzie

$$d = \frac{R_0}{X_{C0}} \tag{5}$$

jest współczynnikiem tłumienia sieci skompensowanej. Wprowadzając w dalszym ciągu pojęcie współczynnika k według wzoru

$$k = \frac{U_{C0}}{E} \tag{6}$$

oraz wprowadzając zamiast oporności pozornych uzwojeń Z_{10}, Z_{20} i Z_{30} oporności skojarzone Z_{120}, Z_{230} i Z_{130}, uwarunkowane sprzężeniem uzwojeń *1* i *2*, *2* i *3* oraz *1* i *3* uzyskuje się:

$$k = \frac{0{,}3}{d}(1 - A), \tag{7}$$

gdzie

$$A = \frac{Z_{120} - Z_{230}}{Z_{130}}. \tag{8}$$

We wzorach (2), (4) i (8) występują składowe zerowe oporności uzwojeń transformatora. Ponieważ każde z uzwojeń może wytwarzać amperozwoje kompensujące, nie będzie dużym błędem, jeżeli założy się, że oporności kolejności zerowej równe są opornościom kolejności zgodnej uzwojeń transformatora. Wówczas oporności skojarzone Z_{120}, Z_{230} i Z_{130} we wzorze (8) można zastąpić przez oporności zwarcia transformatora między uzwojeniami *1* i *2*, *2* i *3*, *1* i *3*.

Wyrażenie (8) przybiera postać

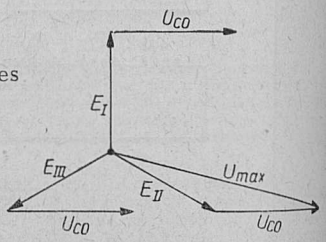
$$A = \frac{Z_{12} - Z_{23}}{Z_{13}}, \tag{8'}$$

gdzie Z_{12}, Z_{23} i Z_{13} są opornościami zwarcia odniesionymi do tego samego napięcia podstawowego. Odnosząc oporności zwarcia do tej samej mocy podstawowej i wyrażając je w procentach, można je z kolei zastąpić przez napięcia zwarcia transformatora. Wtedy wyrażenie (8') przybiera postać:

$$A = \frac{u_{Z12(\%)} - u_{Z23(\%)}}{u_{Z13(\%)}}, \tag{8''}$$

gdzie napięcia zwarcia są odniesione do tej samej mocy podstawowej. Należy podkreślić, że we wzorze (8'') cyfrą *1* oznaczono uzwojenie gwiazdowe transformatora przyłączone do sieci o skutecznie uziemionym punkcie zerowym, cyfrą 2 — uzwojenie gwiazdowe przyłączone do sieci skompensowanej, cyfrą *3* — uzwojenie trójkątowe transformatora. Napięcia zwarcia określane są wówczas między każdą parą uzwojeń *1* i *2*, *2* i *3* oraz *1* i *3* przy pozostałym uzwojeniu w biegu jałowym.

Wysokość przepięć w sieci skompensowanej uzależniona jest od wysokości nakładającego się w każdej z faz tej sieci spadku napięcia o kolejności zerowej U_{C0}, określonego wzorem (4) lub wzorami (6), (7) i (8). Powstające wówczas w każdej z faz sieci przepięcie jest sumą geometryczną spadku napięcia U_{C0} oraz odpowiedniego napięcia fazowego układu. Do obliczenia wysokości powstających przepięć podano na rys. 4 uproszczony wykres wskazowy napięć w sieci skompensowanej. Wskazy E_I, E_{II} i E_{III} przedstawiają gwiazdę normalnych napięć fazowych. Jeżeli założyć, że gwiazdy napięć w sieciach skompensowanej i skutecznie uziemionej są w fazie, co przyjmuje się dla warunków polskich, to kierunki wskazów E_I, E_{II} i E_{III} na rys. 4 odpowiadają kierunkom wskazów napięć sieci skutecznie uziemionej przyłączonej do zacisków *1* transformatora. Zakładając teraz, że zwarcie 1-fazowe powstaje np. w fazie odpowiadającej napięciu E_I, kierunek składowej zero-



Rys. 4. Uproszczony wykres wskazów napięć w sieci skompensowanej

wej napięcia U_0 będzie przeciwny do kierunku E_I. Ponieważ U_0 pobudza do drgań układ rezonansowy o kolejności zerowej, pojemnościowy spadek napięcia w tym układzie U_{C0} wyprzedza U_0 o 90^0. W wyniku uzyskuje się kierunek U_{C0} prostopadły do E_I jak pokazano na rys. 4, przy czym U_{C0} występuje jako składowa zerowa w każdej z faz układu. Dla fazy, w której U_{C0} powoduje najwyższy wzrost napięcia względem ziemi U_{max}, łatwo można obliczyć na podstawie prostych zależności geometrycznych, że

$$U_{max} = \sqrt{E^2_{II} + E_{II}\sqrt{3}\,U_{C0} + U^2_{C0}}. \tag{9}$$

Prowadząc konsekwentnie wszelkie obliczenia przy tym samym napięciu podstawowym i biorąc $E_{II} = E$ oraz wprowadzając pojęcie współczynnika przepięć według wzoru

$$n = \frac{U_{max}}{E}, \tag{10}$$

uzyskujemy ze wzorów (9), (10) i (6):

$$n = \sqrt{1 + k\sqrt{3} + k^2}. \tag{11}$$

Wyrażenie to uzależnia wysokość przepięć w sieci skompensowanej od wysokości powstającej w niej składowej zerowej pojemnościowego spadku napięcia, zależnego z kolei — zgodnie z wyrażeniem (7) — od wielkości charakterystycznego

Tablica I

d%	1	3	5	6	7	8	9	10	12	15
$A\leqslant$	1,026	1,079	1,132	1,156	1,185	1,211	1,238	1,264	1,317	1,396
$A\geqslant$	0,974	0,921	0,868	0,844	0,815	0,789	0,762	0,736	0,683	0,604

dla transformatora współczynnika A oraz istniejącego w sieci skompensowanej tłumienia d.

Z wyrażeń (7) i (11) widać, że przepięć nie będzie, gdy

(12) $$n = 1, \text{ tj. gdy}$$

(13), (14) $$k = 0 \text{ i } A = 1.$$

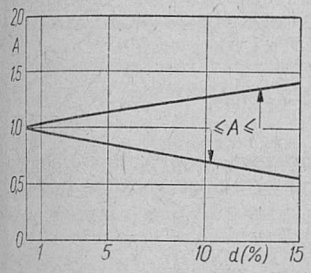
Wyrażenie (14) wymaga zgodnie z (8″) spełnienia warunku:

(15) $$u_{Z12(\%)} = u_{Z13(\%)} + u_{Z23(\%)},$$

co odpowiada wg wzoru (8) warunkowi

(16) $$Z_3 = 0.$$

Wyrażenie (16) oznacza, że przepięć w sieci skompensowanej przy wszelkim jej tłumieniu nie będzie, jeżeli oporność pozorna uzwojenia trójkątowego transformatora będzie równa



Rys. 5. Granice dopuszczalnych wartości A przy różnym tłumieniu sieci skompensowanej d w założeniu, że $n \leqslant \sqrt{3}$

zeru. Wniosek ten staje się oczywisty, jeżeli wrócić do schematu z rys. 3, gdzie oporność uzwojenia trójkątowego zwiera obwód rezonansowy. Wówczas spadki napięć w obwodzie zwartym pozbawionym własnych sił elektromotorycznych nie występują.

Oporność uzwojenia trójkątowego równa zeru możliwa jest do osiągnięcia tylko wówczas, gdy uzwojenie to jest umieszczone w transformatorze między pozostałymi uzwojeniami połączonymi w gwiazdy. Wymaga to wówczas specjalnego doboru transformatora.

4. Dopuszczanie i ograniczanie przepięć.

Umieszczanie uzwojenia trójkątowego między uzwojeniami gwiazdowymi wymaga podwyższenia występującego między nimi napięcia zwarcia, co może być w eksploatacji bardzo nieekonomiczne. Dla uniknięcia tego trzeba się zgodzić na dopuszczenie oporności uzwojenia trójkątowego różnej od zera. Równoznaczne jest to jednak z dopuszczeniem do powstawania w sieci skompensowanej przepięć, których wysokość powinna być utrzymana w ściśle określonych granicach.

Wydaje się rzeczą najsłuszniejszą, ażeby określić granice dopuszczalnych wartości przepięć jako wielkości równe napięciom przewodowym sieci skompensowanej, takie bowiem wartości przepięć o częstotliwości podstawowej występują w niej przy zwarciach doziemnych i wytrzymywane są przez izolację urządzeń sieciowych. Przyjmując wówczas jako najwyższą wartość współczynnika przepięć $n = \sqrt{3}$, otrzymujemy z wyrażenia (11) jako najwyższe dopuszczalne wartości współczynnika k wartości:

(17) $$k = \frac{\pm\sqrt{11} - \sqrt{3}}{2} = \begin{cases} 0{,}79, \\ -2{,}52. \end{cases}$$

Wartości ujemne k odpowiadają przeciwnemu kierunkowi U_{Co} na rys. 4. Wobec tego, że zmniejszenie się wskazu U_{Co} oraz jego zmiana kierunku w jednej z faz (np. II) jest równoznaczna ze wzrostem przepięcia w innej fazie (np. III), wartości k winny być ograniczone jednakowo wokół wartości $k = 0$. Wobec tego należy przyjąć obszar dopuszczalnych wartości k tylko jako

(18) $$-0{,}79 \leqslant k \leqslant 0{,}79.$$

Należy podkreślić, że wartości ujemne k odpowiadają zgodnie z (6) i (4) ujemnym wartościom oporności uzwojenia trójkątowego transformatora. Przyjęcie warunku (18) odpowiada przyjęciu — zgodnie z (7) — warunku:

(19) $$1 - 2{,}64\,d \leqslant A \leqslant 1 + 2{,}64\,d,$$

z którego widać, że utrzymanie wysokości przepięć w żądanych granicach wymaga, żeby charakterystyczny dla transformatora współczynnik A zawierał się w granicach określonych wyłącznie przez tłumienie sieci skompensowanej d.

Z wyrażenia (19) widać, że większe tłumienie rozszerza granice dopuszczalnych wartości A, przy mniejszym zaś tłumieniu współczynnik A winien niewiele odbiegać od jedności. W praktyce należy się liczyć z tłumieniem d zawartym w granicach 1 — 15% (por. rozdz. 7).

Granice zmienności dopuszczalnych wielkości A dla poszczególnych wartości d z powyższego zakresu, obliczone na podstawie (19), podano w tabl. I.

Wartości te są podane w postaci wykresu na rys. 5. Jak widać, granice te są dość wąskie, należy jednak przypomnieć, że dla ich ustalenia założono najwyższą dopuszczalną wysokość przepięć, przyjmując maksymalny współczynnik przepięć $n = \sqrt{3}$. Rozszerzenie tych granic, pożądane zwłaszcza w sieciach o niewielkim tłumieniu, można by uzyskać tylko drogą dopuszczenia do wyższych wartości przepięć.

Celem zilustrowania, z jakimi wartościami przepięć należy się liczyć, przyjmując wartości A odbiegające od wartości podanych w tabl. I, podano w tabl. II obliczenie wartości współczynników przepięć n zgodnie ze wzorami (7) i (11) dla najczęściej spotykanych zakresów zmienności A i przy różnych wartościach tłumienia sieci d.

W tablicy tej przyjęto dla $A > 1$ wartości współczynników n równe wartościom n obliczonym odpowiednio dla wartości $A < 1$ i jednakowo różniących się od jedności. Zasadę tę przyjęto z tego względu, że dla $A > 1$ $k < 0$ i składowa zerowa spadku napięcia U_{Co} — zgodnie z rys. 4 — zmienia znak i nie zwiększa napięcia w fazie następującej za fazą dotkniętą zwarciem (faza III), lecz zwiększa je w fazie poprzedzającej fazę dotkniętą zwarciem (faza III). Oba przypadki równoznaczne są pod względem niebezpieczeństwa powstawania przepięć w sieci.

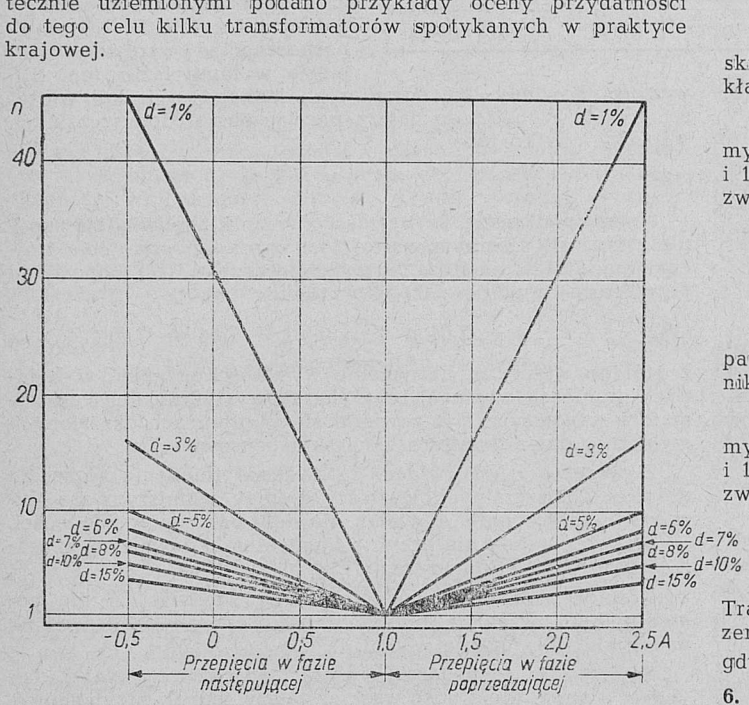
Wartości współczynników przepięć podane w tabl. II przedstawiono w postaci wykresów $n = f(A)$ przy stałych wartościach d na rys. 6 oraz wykresów $n = f(d)$ przy stałych wartościach A na rys. 7. Przy pomocy powyższych krzywych łatwo określić spodziewaną wysokość przepięć w sieci skompensowanej o zadanym tłumieniu, przyłączonej do transformatora trójuzwojeniowego o określonych napięciach zwarcia. Dzięki temu łatwa jest szybka ocena przydatności tego transformatora z punktu widzenia niebezpieczeństwa przepięć do sprzęgania sieci skutecznie uziemianej z siecią skompensowaną.

Tablica II

A	Wartość współczynników przepięć n przy tłumieniu d										
	1%	3%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	12%	15%	
2,5	45,80	15,85	9,88	8,38	7,20	6,52	5,88	5,38	4,64	3,89	Przepięcia w fazie poprzedzającej
2,0	30,85	10,90	6,88	5,88	5,18	4,64	4,23	3,89	3,40	2,90	
1,5	15,85	5,88	3,89	3,40	3,05	2,78	2,58	2,42	2,17	1,93	
1,0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0,5	15,85	5,88	3,89	3,40	3,05	2,78	2,58	2,42	2,17	1,93	Przepięcia w fazie następującej
0,0	30,85	10,90	6,88	5,88	5,18	4,64	4,23	3,89	3,40	2,90	
−0,5	45,80	15,85	9,88	8,38	7,20	6,52	5,88	5,38	4,64	3,89	

5. Przykłady.

Dla zilustrowania przedstawionych w poprzednich rozdziałach sposobów określenia wysokości przepięć i przydatności transformatorów do sprzęgania sieci kompensowanych ze skutecznie uziemionymi podano przykłady oceny przydatności do tego celu kilku transformatorów spotykanych w praktyce krajowej.



Rys. 6. Wysokość przepięć w zależności od zmian współczynnika A przy różnym tłumieniu sieci skompensowanej

Przykład 1. Transformator na 110/33/6,6, 31,5/31,5/20 MVA o napięciach zwarcia $u_{Z12(31,5\ MVA)} = 11,5\%$, $u_{Z13(20\ MVA)} = 16\%$ oraz $u_{Z23(20\ MVA)} = 8\%$.

$$A = \frac{11,5 \cdot \frac{20}{31,5} - 8}{16} = -0,0438.$$

Na podstawie wykresu z rys. 6 należy się spodziewać — stosując ten transformator w sieci o tłumieniu 1% — przepięć o wysokości $n = 31$. Nawet przy tłumieniu 15% wysokość przepięć wynosi $n = 3$. Jeżeli przyjąć, że $n \leqslant \sqrt{3}$, to transformator nie nada się do skutecznego uziemienia punktu zerowego i jednoczesnej kompensacji ziemnozwarciowej.

Przykład 2. Transformator na 110/15,75/11,5 kV, 31,5/31,5/31,5/MVA o napięciach zwarcia przy 31,5 MVA: $U_{Z13} = 11,5\%$, $U_{Z12} = 9\%$ oraz $U_{Z23} = 23,5\%$.

$$A = \frac{11,5 - 23,5}{9} = -1,33.$$

Transformator ten nie nadaje się w ogóle do jednoczesnego uziemienia punktu zerowego i kompensacji.

Przykład 3. Transformator na 105/16,5/6,3 kV, 20/12,5/12,5 MVA o napięciach zwarcia $u_{Z12(20\ MVA)} = 11\%$, $u_{Z23(12,5\ MVA)} = 4\%$ oraz $u_{Z13(12,5\ MVA)} = 11\%$.

$$A = \frac{11 \cdot \frac{12,5}{20} - 4}{11} = 0,262.$$

W przypadku sieci o tłumieniu 1% przepięcia będą wynosić $n = 24$, przy tłumieniu 15% $n \cong 2$. Jeżeli przyjąć zasadę, żeby $n \leqslant \sqrt{3}$, transformator nadawałby się do jednoczesnego uziemienia i kompensacji tylko przy tłumieniu sieci skompensowanej znacznie przekraczającym wartości spotykane w praktyce. Przy praktycznie spotykanym tłumieniu zastosowanie transformatora wymagałoby dopuszczenia do powstawania przepięć powyżej $n = 2$, czego nie można dopuścić.

Przykład 4. Transformator na 110/15/6 kV, 16 MVA o napięciach zwarcia $u_{Z12} = 11\%$, $u_{Z23} = 6\%$ oraz $u_{Z13} = 17\%$.

$$A = \frac{11 - 6}{17} = 0,294.$$

Wartość A jest zbliżona do wartości z przykładu 3, wnioski więc są takie same, jak dla transformatora z tamtego przykładu.

Przykład 5. Transformatory według projektu normy resortowej RN z lutego 1953: 110/33/16,5 kV, 110/33/6,6 kV i 110/16,5/6,6 kV o mocach 10, 16, 20 i 31,5 MVA i napięciach zwarcia:

$$u_{Z12} = 10,5\%,\ u_{Z23} = 6\%\ \text{i}\ u_{Z13} = 17\%$$

$$A = \frac{10,5 - 6}{17} = 0,265.$$

Transformatory zachowują się tak, jak transformator rozpatrywany w przykładzie 3 o takiej samej wartości współczynnika A.

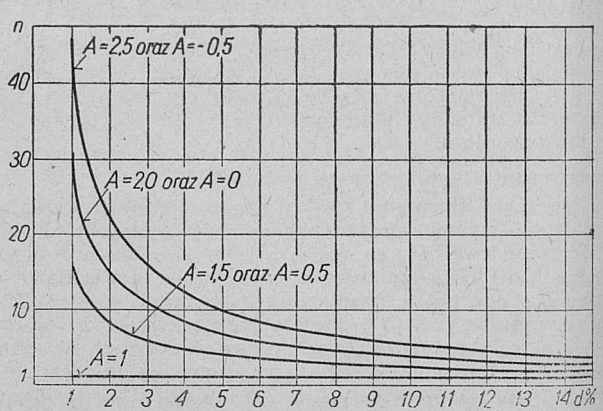
Przykład 6. Transformatory według projektu normy resortowej RN z lutego 1953: 110/33/16,5 kV, 110/33/6,6 kV i 110/16,5/6,6 kV o mocach 10, 16, 20 i 31,5 MVA i napięciach zwarcia $u_{Z12} = 17\%$, $u_{Z13} = 10,5\%$ i $u_{Z23} = 6\%$.

$$A = \frac{17 - 6}{10,5} = 1,045.$$

Transformatory nadają się do jednoczesnego uziemienia punktu zerowego i kompensacji praktycznie we wszystkich sieciach, gdyż $n < \sqrt{3}$ już dla tłumienia $1 \div 2\%$ (por. rozdz. 7).

6. Wnioski.

Z przykładów podanych w rozdz. 5 widać, że wykresy na rys. 5, 6 i 7 pozwalają na szybką ocenę, czy transformatory o zadanych napięciach zwarcia nadają się do jednoczesnego łączenia z ziemią dwóch punktów zerowych przy danym tłumieniu sieci skompensowanej i z jakimi przepięciami należy się w tej sieci liczyć przy zwarciach w sieci o uziemieniu bezpośrednim.



Rys. 7. Wysokość przepięć w zależności od tłumienia sieci skompensowanej d przy różnych współczynnikach A

Z podanych przykładów widać również, że tylko niektóre transformatory spotykane w praktyce krajowej nadają się w pełni do wyzyskania obu punktów zerowych do celów uziemiania. W innych transformatorach jest to możliwe tylko w założeniu dużych wartości współczynników tłumienia w sieci skompensowanej lub pod warunkiem dopuszczenia do powstawania znacznych przepięć.

W przypadkach, kiedy w będących do dyspozycji transformatorach współczynnik A, obliczony na podstawie znajomości napięć zwarcia, nie ma lub nie może mieć wartości zadowalających, należy do uziemienia bezpośredniego jednej sieci oraz przyłączenia dławika gaszącego w drugiej sieci znaleźć punkty zerowe, które nie leżałyby jednocześnie w tym samym transformatorze.

Należy dodać, że kryteria określania wysokości przepięć i doboru napięć zwarcia podane w rozdz. 3 i 4 wyprowadzone są dzięki przyjęciu szeregu założeń stanowiących na ogół warunki najbardziej sprzyjające powstawaniu przepięć. Tego ro-

dzaju założeniami są np. przyjęcie punktu zwarcia jednofazowego na zaciskach transformatora oraz założenie stosunku $\frac{X_0}{X_1} = 3$. W praktyce należy się spodziewać, że najostrzejsze warunki występowania przepięć będą stosunkowo rzadkie. Tym tłumaczyłyby się fakty, że w pewnych istniejących układach przy zastosowaniu transformatorów o niewłaściwym doborze

Tablica III

Napięcie (kV)	Rodzaj sieci	Prąd pojemnościowy (A)	Prąd resztkowy (%)
6	kablowa miejska	20,5	9,5
30	„ „	450	4,5
30	„ „	2800	3,5
10	napowietrzna	6,5	11
25	„	3	12
25	„	9	8
25	„	10 ÷ 45	14 ÷ 10
50	„	7	9,5 ÷ 13
110	„	22 ÷ 54	3,75 ÷ 4,75 ÷ 3,3
110	„	70	4,3

napięć zwarcia można nie obserwować przepięć w sieci skompensowanej nawet o niższych wartościach współczynnika tłumienia.

W przykładzie 6 z rozdz. 5 rozpatrywano szereg transformatorów na podstawie normy resortowej, która wyraźnie zaznacza, że uzwojenie trójkątowe umieszczone jest pomiędzy uzwojeniami gwiazdowymi. Tłumaczy to, dlaczego współczynnik A obliczony na podstawie znajomości napięć zwarcia jest bliski jedności. To zaś z kolei pozwala zdobyć przeświadczenie o pozytywnych możliwościach stosowania tych transformatorów do sprzęgania sieci skutecznie uziemianych z sieciami skompensowanymi nawet przy bardzo małych wartościach współczynnika tłumienia w tych sieciach.

7. Dodatek: określanie współczynnika tłumienia w sieciach skompensowanych.

Jak wykazano wyżej, do określenia wysokości spodziewanych przepięć, a więc i granic dopuszczalnych wartości współczynników A, konieczna jest każdorazowo znajomość współczynnika tłumienia d sieci skompensowanej. Wielkość tego współczynnika łatwo obliczyć mając parametry wszystkich części sieci zarówno dla sieci projektowanych, jak i istniejących. W praktyce wystarczające jest często przybliżone oznaczanie tłumienia, które zależy od strat czynnych w obwodzie rezonansowym. Straty te, obliczone w stosunku do mocy biernej obwodu, zależą od następujących czynników i mają podane niżej wartości przybliżone:

1) upływności izolacji (malejące ze wzrostem napięcia) 1,5 ÷ 5%,
2) straty w żelazie dławików gaszących 0,5%
3) oporności czynne przewodów ziemi itp. 0,5 ÷ 5%,
4) straty w miedzi dławików gaszących 1,5%
5) oporności przejścia uziemień dławików gaszących do 1%.

W związku z tym należy liczyć się z tłumieniem rzędu 4% dla sieci najwyższych napięć oraz rozległych sieci kablowych i z tłumieniem rzędu 6 ÷ 15% w sieciach napowietrznych średnich napięć. R. Willheim [3] podaje dla sieci skompensowanych szereg wartości procentowych prądu resztkowego, odpowiadających liczbowo współczynnikom tłumienia. Wartości te podano dla różnych napięć znamionowych i różnej rozległości sieci w tabl. III. Korzystając z tej tablicy można w przybliżeniu oszacować spodziewany współczynnik tłumienia w dowolnym istniejącym lub projektowanym układzie. Jeżeli dokładność takiego oszacowania jest niewystarczająca, należy tłumienie obliczać w sposób analityczny przez ustalenie oporności czynnych w poszczególnych częściach układu.

LITERATURA

[1] Uljanow S. A. Korotkije zamykanja w elektriczeskich sistiemach (Moskwa — Leningrad, 1952, str. 252)
[2] Praca zbiorowa „Electrical Transmission and Distribution Reference Book" (Pittsbrough, 1950, str. 654)
[3] Willheim R. Erdschlussproblem im Hochspannungsnetzen (Berlin, 1936, str. 124)

XXIII

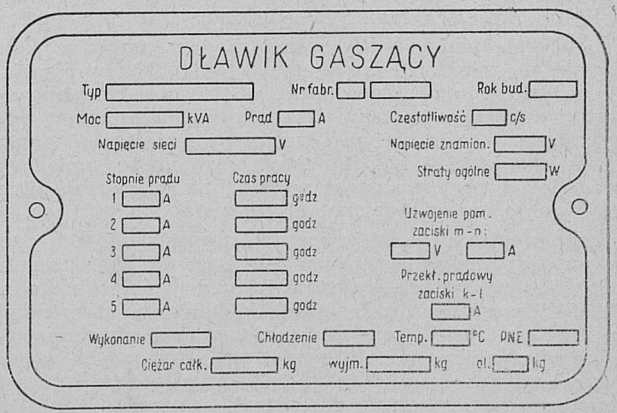
MGR INŻ. ANTONI ROGUSKI
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Wytyczne dla normalizacji danych znamionowych dławików gaszących

Stosowanie dławików gaszących do kompensacji ziemnozwarciowej w sieciach elektroenergetycznych wymaga instalowania w tych sieciach takiej liczby dławików i o takich zakresach prądów znamionowych, aby w każdym układzie sieciowym zachowana była równowaga między prądami indukcyjnymi dławików oraz prądem ziemnozwarciowym w każdym punkcie sieci. Możliwość zachowania tej równowagi zapewnia się przez odpowiedni dobór liczby dławików, wielkości prądów znamionowych oraz zakresów ich regulacji. W każdej sieci pożądane jest, aby sumaryczna moc kompensująca przewyższała pozostającą do skompensowania moc pojemnościową prądu ziemnozwarciowego. Przy możliwości regulowania prądu indukcyjnego w dół w dużym zakresie uzyskuje się wówczas rezonans w każdym układzie sieciowym.

Dla każdej z sieci można określić najbardziej pożądany zakres zmienności prądu kompensującego. Zakres ten można niekiedy pokryć zakresem zmienności prądu jednego dławika, często jednak konieczne jest instalowanie kilku dławików, co zwykle pozwala powiększyć ten zakres.

Przy projektowaniu kompensacji sieci idealnym rozwiązaniem byłoby instalowanie dławików gaszących o takich zakresach zmienności prądów znamionowych, jakie wynikają z warunków sieciowych. Ze względu na dużą różnorodność sieci pod względem rozległości lub zmian konfiguracji w różnych okręgach przyjęcie takiego rozwiązania prowadziłoby do konieczności budowy dużej liczby typów dławików przy niewielkiej liczbie potrzebnych dławików tego samego typu. Ze względów produkcyjnych konieczne jest wówczas ustalenie jak najmniejszej liczby typów dławików, lecz takiej, która pozwoliłaby na zaspokojenie potrzeb kompensacji w możliwie dużej liczbie rejonów sieciowych. Z drugiej strony prądy znamionowe poszczególnych typów dławików powinny być wzajemnie uzależniane, ażeby przy produkcji różnych typów można było wykorzystać te same elementy konstrukcyjne. Okoliczności powyższe prowadzą do konieczności normalizacji i ujednolicenia typów dławików oraz ustalenia konsekwentnych szeregów napięć i prądów znamionowych, które obowiązywałyby zarówno producentów dławików, jak i ich użytkowników.



Rys. 1. Przykład tabliczki znamionowej dławika gaszącego produkcji krajowej

Dla krajowych sieci średnich napięć szeregi te ustalono na podstawie ankiety przeprowadzonej przez Departament Techniki Ministerstwa Energetyki na terenach Zarządów Energetycznych. Analiza zapotrzebowania dławików w poszczególnych sieciach oraz uwzględnienie postulatów przemysłu w sprawie uzależnienia wielkości prądów znamionowych doprowadziły do ustalenia następujących szeregów prądów znamionowych dla dławików gaszących, które będą produkowane w kraju:

a) dławiki dla sieci 15-kiłowoltowych: 30, 60, 120, 240 A,

b) dławiki dla sieci 20-kilowoltowych: 20, 40 A,

c) dławiki dla sieci 30-kilowoltowych: 15, 30, 60, 120 A.

Jeżeli konieczna będzie budowa dławików o wyższych prądach znamionowych, wartości ich będą przyjmowane dla każdego napięcia sieci jako dalsze wyrazy postępu geometrycznego o ilorazie 2.

Wartości prądów podane wyżej są to wartości najwyższych prądów znamionowych, jako zasadę bowiem przyjęto stosowanie i budowanie dławików o regulacji prądu indukcyjnego stopniami w zakresie od 50% do 100% najwyższego prądu znamionowego. Nadto przyjęto zasadę budowy w każdym dławiku co najmniej pięciu stopni regulacji dla osiągnięcia zadowalających możliwości strojenia sieci.

Jako znamionowe czasy pracy dławików przy poszczególnych stopniach regulacji przyjęto czasy pracy odpowiadające dla wszystkich dławików:

a) pracy ciągłej przy najniższym prądzie znamionowym,

b) pracy 2-godzinnej przy najwyższym prądzie znamionowym,

c) wartościom pośrednim czasów pracy dla pośrednich wartości prądów znamionowych.

Każdy dławik będzie wyposażony w przełącznik zaczepów i pomocnicze uzwojenie do pomiaru napięcia oraz przekładnik prądowy — umieszczone wewnątrz skrzyni.

Wszystkie wielkości znamionowe i układy pracy będą podane na tabliczkach znamionowych dławików. Dla uniknięcia nieporozumień na tabliczce musi być podane zarówno napięcie sieci, dla której dławik jest przeznaczony, jak i jego napięcie znamionowe, które jest od poprzedniego $\sqrt{3}$ razy mniejsze. Przykład tabliczki znamionowej ustalonej dla krajowych dławików gaszących podaje rys. 1. Tabliczka ta jest wykazem danych, które należy podawać przy zamawianiu dławików, względnie których należy oczekiwać od zamówionego dławika określonego typu.

XXIV

MGR INŻ. KOTER TADEUSZ
Katedra Maszyn Elektrycznych
Politechniki Łódzkiej

Spadki napięcia w transformatorze trójuzwojeniowym

621.314.045.53:621.3.015.1

Treść. Omówiono sposób wyznaczania oporności w układzie zastępczym transformatora trójuzwojeniowego. Wprowadzono ścisłe wzory do wyznaczania spadków napięć w transformatorze przy jednoczesnym obciążeniu obu uzwojeń wtórnych. Rozpatrzono różne położenia uzwojenia zasilającego (środkowe i skrajne). Podano przykład ilustrujący zmienność napięcia na zaciskach poszczególnych uzwojeń przy różnych warunkach obciążenia.

Падения напряжения в трехобмоточном трансформаторе. Рассмотрен способ определения сопротивлений в схеме замещения трехобмоточного трансформатора. Выведены точные формулы для определения падений напряжения в трансформаторе при одновременной нагрузке обеих вторичных обмоток. Рассмотрены различные положения питательной обмотки (в середине и с краю). Дан пример, иллюстрирующий изменения напряжения на зажимах отдельных обмоток при различных условиях нагрузки.

Voltage drop in three-winding transformers. Review of methods for determining reactance in substitute systems of three-winding transformers. Close formulae have been introduced for determining voltage drop in transformers at simultaneous load of both secondary windings. The author reviews various positions (central and extreme) of the feeding winding, and quotes an instance illustrating the variability of voltage on the terminals of individual windings and at varying load conditions.

Jeżeli uzwojenie pierwotne transformatora jest zasilane z sieci o stałym napięciu, to napięcie, które ustali się na zaciskach uzwojenia wtórnego, zależy od wartości i charakteru obciążenia (indukcyjne, pojemnościowe). W stanie jałowym transformatora napięcie na zaciskach wtórnych jest prawie równe wartości wynikającej z jego przekładni (w rzeczywistości jest ono nieco mniejsze ze względu na spadek napięcia spowodowany prądem magnesującym). Przy obciążeniu napięcie na zaciskach wtórnych zmienia się z powodu występujących spadków napięcia, wywołanych prądem obciążeniowym na opornościach czynnych i biernych transformatora.

Zmiennością napięcia nazywamy spadek napięcia, który występuje na zaciskach uzwojenia wtórnego przy przejściu od biegu jałowego do określonego obciążenia (charakteryzowanego wartością obciążenia i współczynnikiem mocy) przy stałym napięciu, zasilającym uzwojenie pierwotne. Z punktu widzenia eksploatacji transformatora znajomość zmienności napięcia jest bardzo ważna ze względu na wymaganie utrzymywania określonego poziomu napięcia na odbiornikach.

Spadki napięcia występujące w transformatorach przy znamionowym prądzie obciążenia zależą od wielkości transformatora oraz napięcia znamionowego uzwojenia górnego napięcia. W transformatorach dwuuzwojeniowych stosowanych w sieciach do 110 kV, przy obciążeniu prądem znamionowym, przy współczynniku mocy 0,8 ind., spadki napięcia wahają się w granicach od ~ 3 do 7%. W transformatorach trójuzwojeniowych, stosowanych w tych samych warunkach i obciążonych w ten sam sposób, spadki napięć mogą osiągnąć w pewnych warunkach wartość około 12%.

Wartość spadków napięcia występujących przy obciążeniu transformatora może niejednokrotnie decydować o stosowaniu lub niestosowaniu w sieciach odpowiednich urządzeń regulacyjnych.

Wyznaczenie zmienności napięcia (spadku napięcia), występującej w transformatorze dwuuzwojeniowym nie przedstawia trudności, gdy znane jest obciążenie uzwojenia wtórnego transformatora.

Jeżeli pominąć wpływ prądu magnesującego, to spadek napięcia może być obliczony na podstawie znanej zależności:

$$\delta U_2 = I_2 R_z \cos\varphi_2 + I_2 X_z \sin\varphi_2 + \frac{0{,}5}{U_2}(I_2 X_z \cos\varphi_2 - I_2 R_z \sin\varphi_2)^2,$$

gdzie δU_2 — spadek napięcia wyrażony w jednostkach bezwzględnych w odniesieniu do uzwojenia wtórnego,

I_2, $\cos\varphi_2$ — prąd obciążenia i współczynnik mocy obciążenia uzwojenia wtórnego,

R_z, X_z — czynna i bierna oporność zwarcia transformatora sprowadzona do uzwojenia wtórnego.

Zwykle spadek napięcia wyznaczamy w procentach napięcia znamionowego

$$(1)\quad \delta u = \frac{\delta U_2}{U_2}\cdot 100 = p(\Delta u_R \cos\varphi_2 + \Delta u_x \sin\varphi_2) + 0{,}005\, p^2 (\Delta u_x \cos\varphi_2 - \Delta u_R \sin\varphi_2)^2,$$

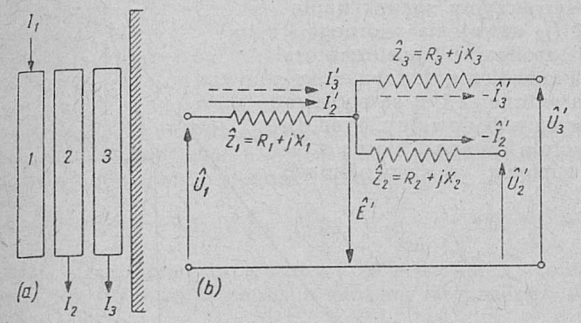
gdzie p — stosunek prądu obciążeniowego do prądu znamionowego równy

$$p = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{I_1}{I_{1n}},$$

Δu_R i Δu_x — procentowa czynna i bierna strata napięcia przy obciążeniu znamionowym,

$$\Delta u_R = \frac{I_{2n} R_z}{U_{2n}} 100; \qquad \Delta u_x = \frac{I_{2n} X_z}{U_{2n}} 100.$$

W transformatorze trójuzwojeniowym przy obciążeniu tylko jednego z uzwojeń wtórnych spadek napięcia może być wyznaczony w sposób analogiczny jak dla transformatora dwuuzwojeniowego. Jeżeli natomiast są obciążone oba uzwo-



Rys. 1. Schemat zastępczy transformatora trójuzwojeniowego.

jenia wtórne, to wartość i charakter obciążenia drugiego uzwojenia wtórnego wpływają na wartość napięcia na zaciskach pierwszego uzwojenia wtórnego. Wynika to stąd, że oba uzwojenia wtórne są zasilane przez wspólne uzwojenie pierwotne.

Przy pominięciu prądu magnesującego układ zastępczy jednej fazy transformatora trójuzwojeniowego w wykonaniu jak na rys. 1a można przedstawić przy pomocy układu trzech oporności pozornych (rys. 1b). Temu układowi zastępczemu odpowiada wykres wskazowy jak na rys. 2. Oporności obu uzwojeń wtórnych są sprowadzone do uzwojenia pierwotnego transformatora i mogą być wyznaczone na podstawie wyników próby zwarcia.

Próbę normalnego zwarcia transformatora trójuzwojeniowego przeprowadza się trzykrotnie dla poszczególnych par uzwojeń przy trzecim uzwojeniu rozwartym. Otrzymujemy wówczas dla każdej pary uzwojeń straty obciążeniowe i napięcie zwarcia.

C z y n n ą o p o r n o ś ć sprowadzoną do uzwojenia pierwotnego dla poszczególnej pary uzwojeń wyznacza się z zależności

$$(2)\quad R_{12} = \frac{\Delta P_{u12}}{3 I^2_{1n}}, \qquad R_{13} = \frac{\Delta P_{u13}}{3 I^2_{1n}}, \qquad R_{23} = \frac{\Delta P_{u23}}{3 I^2_{1n}},$$

gdzie: I_{1n} — prąd znamionowy uzwojenia pierwotnego,

$\Delta P_{u12}, \Delta P_{u13}, \Delta P_{u23}$ — straty obciążeniowe wyznaczone przy poszczególnych próbach zwarcia i sprowadzone do mocy znamionowej transformatora.

Mocą znamionową transformatora trójuzwojeniowego nazywamy moc znamionową największego z uzwojeń, np. transformator o mocy znamionowej poszczególnych uzwojeń 16/16/10 MVA ma moc znamionową 16 MVA. Próbę zwarcia przeprowadza się przy prądzie znamionowym uzwojenia o mniejszej mocy, a wyniki przelicza się w stosunku do mocy znamionowej transformatora. Przeliczenie to opiera się na zależności:

$$(3)\quad \Delta P = \Delta P' \cdot \left(\frac{P_n}{P'}\right)^2,$$

gdzie $\Delta P'$ — straty obciążeniowe wyznaczone przy próbie zwarcia,

ΔP — straty obciążeniowe odpowiadające mocy znamionowej transformatora trójuzwojeniowego,

P' — moc odpowiadająca prądowi, przy którym przeprowadzono próbę zwarcia,

P_n — moc znamionowa transformatora.

Wyznaczone oporności pozwalają na obliczanie oporności czynnych poszczególnych gałęzi układu zastępczego transformatora trójuzwojeniowego:

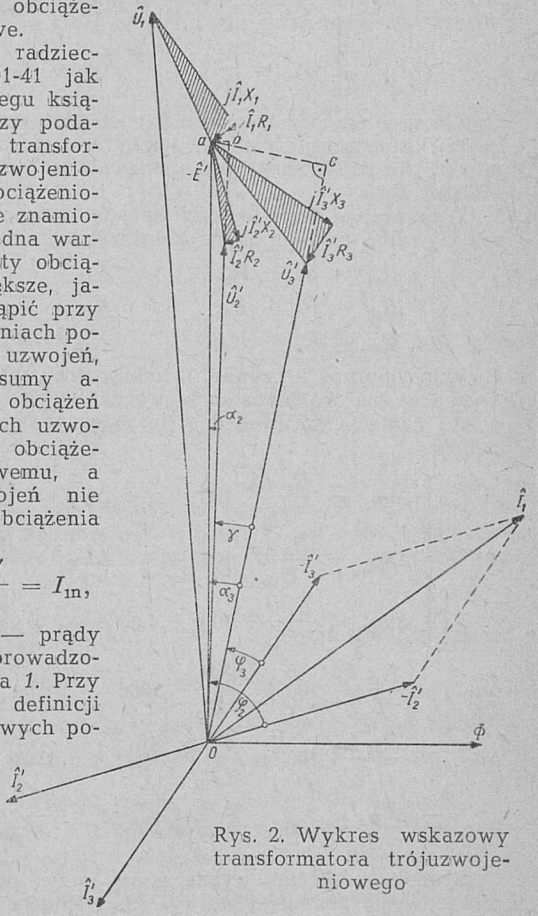
$$(4)\quad \begin{cases} R_1 = \frac{1}{2}(R_{12} + R_{13} - R_{23}), \\ R_2 = \frac{1}{2}(R_{12} + R_{23} - R_{13}), \\ R_3 = \frac{1}{2}(R_{13} + R_{23} - R_{12}). \end{cases}$$

Jednakże wyznaczone w ten sposób oporności czynne mogą dość znacznie odbiegać od oporności zmierzonych prądem stałym i sprowadzonych do uzwojenia pierwotnego (według kwadratu przekładni z uwzględnieniem układu połączeń) ze względu na stosunkowo znaczne straty obciążeniowe dodatkowe.

W normach radzieckich GOST 401-41 jak również w szeregu książek i kalendarzy podawane są dla transformatorów trójuzwojeniowych straty obciążeniowe przy prądzie znamionowym, jako jedna wartość. Są to straty obciążeniowe największe, jakie mogą wystąpić przy różnych obciążeniach poszczególnych uzwojeń, gdy połowa sumy arytmetycznej obciążeń wszystkich trzech uzwojeń jest równa obciążeniu znamionowemu, a żadne z uzwojeń nie przekracza obciążenia znamionowego

$$\frac{I_1 + I_2' + I_3'}{2} = I_{1n},$$

gdzie I'_2 i I'_3 — prądy uzwojeń 2 i 3 sprowadzone do uzwojenia 1. Przy takiej umownej definicji strat obciążeniowych podawane są największe straty obciążeniowe z trzech wartości dla poszczególnych par uzwojeń. Na podstawie tej jednej wartości nie można jednoznacznie określić oporności czynnych układu zastępczego.



Rys. 2. Wykres wskazowy transformatora trójuzwojeniowego

O p o r n o ś c i b i e r n e zwarcia dla poszczególnych par uzwojeń wyznacza się na podstawie zmierzonych napięć zwarcia

$$(5)\quad \begin{cases} X_{12} = \sqrt{\left(\frac{U_{z12}}{I_{1n}}\right)^2 - R^2_{12}}, \\ X_{13} = \sqrt{\left(\frac{U_{z13}}{I_{1n}}\right)^2 - R^2_{13}}, \\ X_{23} = \sqrt{\left(\frac{U_{z23}}{I_{1n}}\right)^2 - R^2_{23}}, \end{cases}$$

gdzie $U_{z12}, U_{z13}, U_{z23}$ — napięcia zwarcia dla poszczególnych par uzwojeń sprowadzone do mocy znamionowej transformatora (wyrażone w jednostkach bezwzględnych — woltach).

Jeżeli w transformatorze moce znamionowe poszczególnych uzwojeń są różne, to zmierzone napięcie zwarcia należy sprowadzić do mocy znamionowej transformatora według zależności

$$6)\quad U_z = U_z' \frac{P_n}{P'},$$

gdzie U'_z — napięcie zwarcia wyznaczone przy prądzie odpowiadającym mocy P',

P_n — moc znamionowa transformatora.

Mając wyznaczone oporności bierne poszczególnych par

można wyznaczyć oporności bierne gałęzi układu zastępczego.

$$(7)\quad \begin{cases} X_1 = \frac{1}{2}(X_{12} + X_{13} - X_{23}), \\ X_2 = \frac{1}{2}(X_{12} + X_{23} - X_{13}), \\ X_3 = \frac{1}{2}(X_{13} + X_{23} - X_{12}). \end{cases}$$

Oporność bierna w transformatorach trójuzwojeniowych normalnej konstrukcji dla uzwojenia umieszczonego w środku między dwoma pozostałymi uzwojeniami jest zawsze ujemna i bliska zeru.

Wyznaczone w powyższy sposób oporności są związane między sobą następującymi zależnościami:

$$R_{12} = R_1 + R_2; \qquad X_{12} = X_1 + X_2;$$
$$R_{13} = R_1 + R_3; \qquad X_{13} = X_1 + X_3;$$
$$R_{23} = R_2 + R_3; \qquad X_{23} = X_2 + X_3.$$

Zwykle oporności czynne i indukcyjne układu zastępczego wyznacza się w jednostkach procentowych, jako procentową stratę napięcia sprowadzoną do mocy znamionowej transformatora

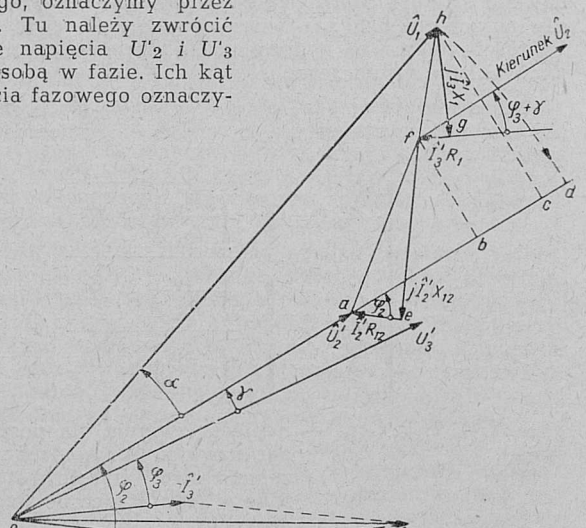
$$(8)\quad \begin{cases} \Delta u_{R1} = \frac{R_1 I_{1n}}{U_{1n}} 100; \qquad \Delta u_{X1} = \frac{X_1 I_{1n}}{U_{1n}} 100; \\ \Delta u_{R2} = \frac{R_2 I_{1n}}{U_{1n}} 100; \qquad \Delta u_{X2} = \frac{X_2 I_{1n}}{U_{1n}} 100; \\ \Delta u_{R3} = \frac{R_3 I_{1n}}{U_{1n}} 100; \qquad \Delta u_{X3} = \frac{X_3 I_{1n}}{U_{1n}} 100; \end{cases}$$

$$\Delta u_{R12} = \frac{R_{12} I_{1n}}{U_{1n}} 100 = \frac{\Delta P_{u12}}{P_n} 100; \qquad \Delta u_{X12} = \frac{X_{12} I_{1n}}{U_{1n}} 100;$$

$$\Delta u_{R13} = \frac{R_{13} I_{1n}}{U_{1n}} 100 = \frac{\Delta P_{u13}}{P_n} 100; \qquad \Delta u_{X13} = \frac{X_{13} I_{1n}}{U_{1n}} 100;$$

$$\Delta u_{R23} = \frac{R_{23} I_{1n}}{U_{1n}} 100 = \frac{\Delta P_{u23}}{P_n} 100; \qquad \Delta u_{X23} = \frac{X_{23} I_{1n}}{U_{1n}} 100.$$

Spadek napięcia wyznaczymy przy pomocy wykresu wskazowego podanego na rys. 3. Napięcia występujące na zaciskach wtórnych uzwojeń 2 i 3, sprowadzone do uzwojenia pierwotnego, oznaczymy przez U'_2 i U'_3. Tu należy zwrócić uwagę, że napięcia U'_2 i U'_3 nie są za sobą w fazie. Ich kąt przesunięcia fazowego oznaczymy γ.



Rys. 3. Spadek napięcia δU_{12} w transformatorze trójuzwojeniowym przy obciążeniu indukcyjnym obu uzwojeń wtórnych

$$\delta U_{12} = U_1 - U'_2 = \overline{ad}$$

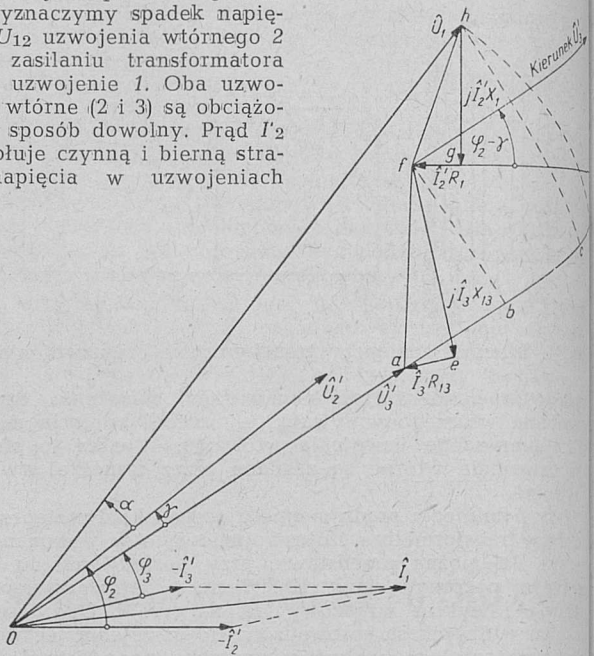
Dla wyznaczenia spadku napięcia w transformatorze trójuzwojeniowym przy jednoczesnym obciążeniu obu uzwojeń wtórnych przyjmujemy:

a) że obciążenie obu uzwojeń wtórnych (uzwojenie 2 i 3) jest znane i określone prądami I'_2 i I'_3 sprowadzonymi do uzwojenia pierwotnego (uzwojenie 1) oraz współczynnikami mocy $\cos\varphi_2$ i $\cos\varphi_3$;

b) że znane są wszystkie oporności układu zastępczego sprowadzone do uzwojenia pierwotnego;

c) że napięcie zasilania jest równe napięciu znamionowemu uzwojenia pierwotnego U_{1n}.

Wyznaczymy spadek napięcia δU_{12} uzwojenia wtórnego 2 przy zasilaniu transformatora przez uzwojenie 1. Oba uzwojenia wtórne (2 i 3) są obciążone w sposób dowolny. Prąd I'_2 wywołuje czynną i bierną stratę napięcia w uzwojeniach



Rys. 4. Spadek napięcia δU_{13} w transformatorze trójuzwojeniowym przy obciążeniu indukcyjnym obu uzwojeń wtórnych

$$\delta U_{13} = U_1 - U'_3 = \overline{ad}$$

1 i 2 w sposób analogiczny jak w transformatorze dwuzwojeniowym:

$$\overline{ae} = I'_2 R_{12} = I'_2 (R_1 + R_2); \quad \overline{ef} = I'_2 X_{12} = I'_2 (X_1 + X_2).$$

Prąd I'_3 przepływając przez uzwojenie 1 (wspólne uzwojenie zasilające) wywołuje dodatkową stratę napięcia

$$\overline{fg} = I'_3 R_1; \qquad \overline{gh} = I'_3 X_1.$$

Na podstawie wykresu (rys. 3) możemy napisać:

$$\delta U_{12} = U_1 - U'_2 = \overline{Od} - \overline{Oa} = \overline{ab} + \overline{bc} + \overline{cd};$$

$$\overline{ab} = I'_2 R_{12} \cos\varphi_2 + I'_2 X_{12} \sin\varphi_2;$$

$$\overline{bc} = I'_3 R_1 \cos(\varphi_3 + \gamma) + I'_3 X_1 \sin(\varphi_3 + \gamma);$$

$$\overline{cd} = U_1 - U_1 \cos\alpha = U_1 (1 - \cos\alpha) = U_1 (1 - \sqrt{1 - \sin^2\alpha}).$$

Wyrażenie $\sqrt{1 - \sin^2\alpha}$ można rozwinąć na szereg zbieżny:

$$\sqrt{1 - \sin^2\alpha} = 1 - \frac{1}{2}\sin^2\alpha + \frac{1}{8}\sin^4\alpha - \frac{1}{16}\sin^6\alpha + \ldots$$

Uwzględniając tylko dwa pierwsze wyrazy (pozostałe są bardzo małe i można je pominąć) możemy napisać

$$\overline{cd} \approx \frac{U_1}{2}\sin^2\alpha = \frac{U_1}{2}\left(\frac{\overline{ch}}{U_1}\right)^2 = \frac{0{,}5}{U_1}(\overline{ch})^2 = \frac{0{,}5}{U_1}[I'_2 X_{12}\cos\varphi_2 -$$

$$- I'_2 R_{12}\sin\varphi_2 + I'_3 X_1 \cos(\varphi_3 + \gamma) - I'_3 R_1 \sin(\varphi_3 + \gamma)]^2.$$

Stąd wyznaczymy spadek napięcia

$$(9)\quad \begin{cases} \delta U_{12} = I'_2 R_{12}\cos\varphi_2 + I'_2 X_{12}\sin\varphi_2 + I'_3 R_1 \cos(\varphi_3 + \\ + \gamma) + I'_3 X_1 \sin(\varphi_3 + \gamma) + \frac{0{,}5}{U_{1n}}[I_2 X_{12}\cos\varphi_2 - \\ - I_2 R_{12}\sin\varphi_2 + I_3 X_1 \cos(\varphi_3 + \gamma) - \\ - I'_3 R_1 \sin(\varphi_3 + \gamma)]^2. \end{cases}$$

W sposób analogiczny możemy wyznaczyć spadek napięcia δU_{13} na zaciskach uzwojenia wtórnego 3 przy zasilaniu transformatora przez uzwojenie pierwotne 1 (rys. 4):

$$(10)\quad \begin{cases} \delta U_{13} = I'_3 R_{13}\cos\varphi_3 + I'_3 X_{13}\sin\varphi_3 + I'_2 R_1 \cos(\varphi_2 - \\ - \gamma) + I'_2 X_1 \sin(\varphi_2 - \gamma) + \frac{0{,}5}{U_{1n}}[I_3 X_{13}\cos\varphi_3 - \\ - I_3 R_{13}\sin\varphi_3 + I'_2 X_1 \cos(\varphi_2 - \gamma) - \\ - I_2 R_1 \sin(\varphi_2 - \gamma)]^2. \end{cases}$$

Spadek napięcia wyznacza się zazwyczaj w procentach napięcia znamionowego. W tym celu obciążenie poszczególnych uzwojeń wyrażamy w częściach prądu znamionowego transformatora

$$(11)\qquad p_2 = \frac{I_2'}{I_{1n}} = \frac{I_2}{I_{2n}}; \qquad p_3 = \frac{I_3'}{I_{1n}} = \frac{I_3}{I_{3n}},$$

gdzie I_{1n}, I_{2n}, I_{3n} — są prądami poszczególnych uzwojeń odpowiadającymi mocy znamionowej transformatora.

Na przykład w transformatorze o stosunku mocy poszczególnych uzwojeń 100/100/66 i połowicznym obciążeniu każdego z uzwojeń odpowiednie stosunki wyniosą:

$$p_2 = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{1}{2} = 0{,}5; \qquad p_3 = \frac{I_3}{I_{3n}} = 0{,}66\,\frac{1}{2} = 0{,}33.$$

Jeżeli straty napięcia wyrazimy w procentach zgodnie ze wzorem (8), to spadek napięcia możemy wyznaczyć według zależności:

$$(12)\quad \left\{\begin{aligned} \delta u_{12} = \frac{\delta U_{12}}{U_{1n}}\,100 = {} & p_2\,\Delta u_{R12}\cos\varphi_2 + \\ & + p_2\,\Delta u_{X12}\cdot\sin\varphi_2 + p_3\,\Delta u_{R1}\cos(\varphi_3+\gamma) + \\ & + p_3\,\Delta u_{X1}\sin(\varphi_3+\gamma) + 0{,}005\,[p_2\,\Delta u_{X12}\cos\varphi_2 - \\ & - p_2\,\Delta u_{R12}\sin\varphi_2 + p_3\,\Delta u_{X1}\cos(\varphi_3+\gamma) - \\ & - p_3\,\Delta u_{R1}\sin(\varphi_3+\gamma)]^2; \end{aligned}\right.$$

$$(13)\quad \left\{\begin{aligned} \delta u_{13} = \frac{\delta U_{13}}{U_{1n}}\,100 = {} & p_3\,\Delta u_{R13}\cos\varphi_3 + \\ & + p_3\,\Delta u_{X13}\sin\varphi_3 + p_2\,\Delta u_{R1}\cos(\varphi_2-\gamma) + \\ & + p_2\,\Delta u_{X1}\sin(\varphi_2-\gamma) + 0{,}005\,[p_3\,\Delta u_{X13}\cos\varphi_3 - \\ & - p_3\,\Delta u_{R13}\sin\varphi_3 + p_2\,\Delta u_{X1}\cos(\varphi_2-\gamma) - \\ & - p_2\,\Delta u_{R1}\sin(\varphi_2-\gamma)]^2. \end{aligned}\right.$$

W powyższych wyrażeniach kąty φ_2 i φ_3 są dodatnie przy obciążeniu indukcyjnym, a ujemne przy obciążeniu pojemnościowym. Jeżeli któraś z oporności układu zastępczego jest ujemna (oporność indukcyjna uzwojenia środkowego), to należy w wyrażeniach (12) i (13) uwzględnić również jej znak.

Aby wyprowadzone wzory mogły być stosowane w praktyce, należy wyznaczyć kąt γ w funkcji parametrów transformatora i danych obciążenia uzwojeń wtórnych. Na podstawie wykresu wskazowego (rys. 2) możemy napisać

$$\gamma = \alpha_3 - \alpha_2,$$

gdzie α_2 i α_3 są kątami przesunięcia fazowego między napięciem U'_2 i U'_3 a siłą elektromotoryczną E'. Z trójkąta Oac możemy napisać

$$\sin\alpha_3 = \frac{\overline{ac}}{\overline{Oa}} = \frac{I_3'\,X_3'\cos\varphi_3 - I_3'\,R_3'\sin\varphi_3}{E'} =$$

$$= \frac{I_3'\,X_3'}{E'}\cos\varphi_3 + -\frac{I_3'\,R_3'}{E'}\sin\varphi_3;$$

Jeżeli przyjąć, że

$$\frac{I_3'\,X_3}{E'} \approx \frac{I_3'\,X_3}{U_{1n}} \quad\text{oraz}\quad \frac{I_3'\,R_3}{E'} \approx \frac{I_3'\,R_3}{U_{1n}},$$

to otrzymamy

$$(14)\qquad \sin\alpha_3 = \frac{p_3}{100}\,(\Delta u_{X3}\cos\varphi_3 - \Delta u_{R3}\sin\varphi_3)$$

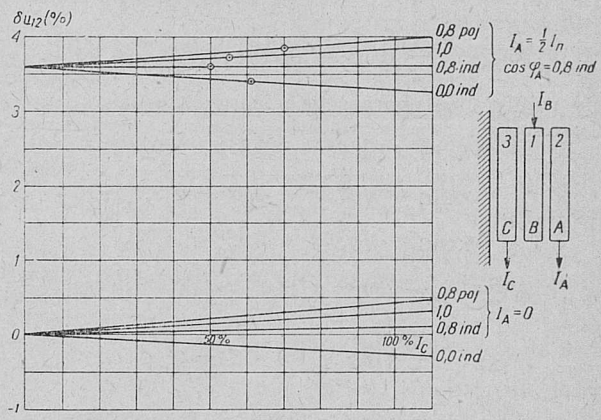
i analogicznie

$$(15)\qquad \sin\alpha_2 = \frac{p_2}{100}\,(\Delta u_{X2}\cos\varphi_2 - \Delta u_{R2}\sin\varphi_2).$$

Kąty α_2 i α_3 mogą być dodatnie lub ujemne w zależności od wartości odpowiednich parametrów.

W wyprowadzonych wzorach wskaźnik *1* dotyczy uzwojenia pierwotnego zasilanego z sieci, wskaźniki *2* i *3* — uzwojeń wtórnych zasilających sieć odbiorników. Uzwojeniem pierwotnym może być każde z trzech uzwojeń, w przypadku więc ogólnym wzory powyższe zachowują swą moc, a zmieniają się tylko wartości poszczególnych parametrów w zależności od tego, które z uzwojeń jest pierwotne.

Przy obliczeniach przybliżonych można przyjąć, że kąt $\gamma \approx 0$ (kąt ten w rzeczywistości nie przekracza wartości kil-



Rys. 5. Zmienność spadku napięcia na zaciskach uzwojenia *A* przy zmiennym obciążeniu uzwojenia *C* przy różnych współczynnikach mocy odbioru cos φ_C; uzwojenie pierwotne *A* położone w środku

ku stopni). Wtedy zależności (12) i (13) odpowiednio uproszczą się

$$(16)\qquad \delta u_{12} = p_2\,\Delta u_{R12}\cos\varphi_2 + p_2\,\Delta u_{X12}\sin\varphi_2 + p_3\,\Delta u_{R1}\cos\varphi_3 + p_3\,\Delta u_{X1}\sin\varphi_3 + 0{,}005\,(p_2\,\Delta u_{X12}\cos\varphi_2 - p_2\,\Delta u_{R12}\sin\varphi_2 + p_3\,\Delta u_{X1}\cos\varphi_3 - p_3\,\Delta u_{R1}\sin\varphi_3)^2$$

$$(17)\qquad \delta u_{13} = p_3\,\Delta u_{R13}\cos\varphi_3 + p_3\,\Delta u_{X13}\sin\varphi_3 + p_2\,\Delta u_{R1}\cos\varphi_2 + p_2\,\Delta u_{X1}\sin\varphi_2 + 0{,}005\,(p_3\,\Delta u_{X13}\cos\varphi_3 - p_3\,\Delta u_{R13}\sin\varphi_3 + p_2\,\Delta u_{X1}\cos\varphi_2 - p_2\,\Delta u_{R1}\sin\varphi_2)^2.$$

Wyprowadzone wyżej wzory pozwalają wyznaczyć spadek napięcia występujący w transformatorze trójuzwojeniowym, jeżeli znane są oporności układu zastępczego oraz wartości i współczynniki mocy obciążenia uzwojeń wtórnych.

Dla wyznaczenia wartości parametrów układu zastępczego transformatora trójuzwojeniowego potrzebne są wyniki prób zwarcia. W tabl. I podano podstawowe wielkości transformatorów trójuzwojeniowych produkowanych przez krajowy przemysł. Podane wartości są wartościami średnimi z pomiarów na kilku jednostkach danej serii.

Jako ilustrację powyższych zależności podajemy dwa przykłady wraz z wykresami, pokazującymi zmianę spadku napięcia na zaciskach poszczególnych uzwojeń przy różnych warunkach pracy transformatora.

Przykład 1. Dla transformatora o mocy 16/16/16 MVA o przekładni 110/33/16,5 kV wyznaczono przy próbie zwarcia następujące wartości strat i napięcia zwarcia, przy czym próbę przeprowadzono przy prądzie odpowiadającym mocy znamionowej transformatora, a wyniki przeliczono na temperaturę 75°C:

uzwojenie 110/33: $u_{z\,AB} = 10{,}6\%$; $\Delta P_{u\,AB} = 136$ kW $= 0{,}85\%$;

110/16,5: $u_{z\,AC} = 17{,}1\%$; $\Delta P_{u\,AC} = 147$ kW $= 0{,}92\%$;

33/16,5: $u_{z\,BC} = 6{,}02\%$; $\Delta P_{u\,BC} = 104$ kW $= 0{,}65\%$;

Tablica I. Podstawowe wielkości transformatorów trójuzwojeniowych produkcji krajowej

Moc (MVA)	Przekładnia (kV)	Napięcie zwarcia (%)			Straty obciążeniowe (kW)			Straty w żelazie (kW)
		GN/SN	SN/DN	GN/DN	GN/SN	SN/DN	GN/DN	
10/10/10	110/33/16,5(6.6)	10,5	6,0	17	95	67	90	45,0
16/16/16	110/33/16,5(6.6)	11,2	5,7	17,2	135	102	153	70,0
25/25/25	110/33/16,5(6.6)	11,5	6,5	19,0	220	170	210	80,0
31,5/31,5/31,5	110/33/16,5	11,4	6,5	18,5	240	185	230	103,0
31,5/31,5/31,5	110/15,75/6,3	18,3	6,3	11,4	245	185	240	103,0

GN — uzwojenie górnego napięcia, SN — uzwojenie średniego napięcia, DN — uzwojenie dolnego napięcia

stąd otrzymujemy straty napięcia na opornościach czynnych uzwojeń:

$$\Delta u_{RAB} = 0{,}85\%; \quad \Delta u_{RAC} = 0{,}92\%; \quad \Delta u_{RBC} = 0{,}65\%;$$

$$\Delta u_{RA} = \frac{1}{2}(0{,}85 + 0{,}92 - 0{,}65) = 0{,}56\%;$$

$$\Delta u_{RB} = \frac{1}{2}(0{,}85 + 0{,}65 - 0{,}92) = 0{,}29\%;$$

$$\Delta u_{RC} = \frac{1}{2}(0{,}65 + 0{,}92 - 0{,}85) = 0{,}36\%;$$

straty napięcia na opornościach biernych będą:

$$\Delta u_{XAB} = \sqrt{10{,}6^2 - 0{,}85^2} = 10{,}5\%;$$

$$\Delta u_{XAC} = \sqrt{17{,}1^2 - 0{,}92^2} = 17{,}0\%;$$

$$\Delta u_{XBC} = \sqrt{6{,}02^2 - 0{,}65^2} = 6{,}0\%;$$

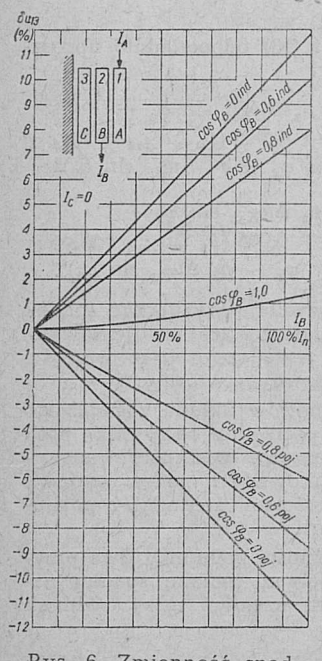
$$\Delta u_{XA} = \frac{1}{2}(10{,}5 + 17{,}0 - 6{,}0) = 10{,}75\%;$$

$$\Delta u_{XB} = \frac{1}{2}(10{,}5 + 6{,}0 - 17{,}0) = -0{,}25\%;$$

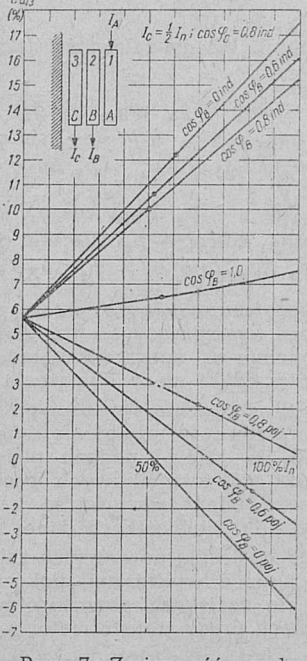
$$\Delta u_{XC} = \frac{1}{2}(6{,}0 + 17{,}0 - 10{,}5) = 6{,}25\%.$$

Rozważymy przypadek, gdy uzwojeniem zasilającym jest uzwojenie środkowe $B(1)$, a uzwojeniami wtórnymi są uzwojenia $A(2)$ i $C(3)$. Na rys. 5 pokazano zmienność spadku napięcia na zaciskach uzwojenia A (skrajnego) przy zmiennym obciążeniu uzwojenia C. Z wykresu jest widoczne, że wpływ stanu obciążenia jednego uzwojenia wtórnego na napięcie na zaciskach drugiego uzwojenia jest nieznaczny. Dla rozpatrywanego przypadku wpływ ten wyraża się spadkiem napięcia w granicach $\pm$ 0,5%. Rozważany przypadek pracy występuje zwykle w transformatorach podwyższających napięcie.

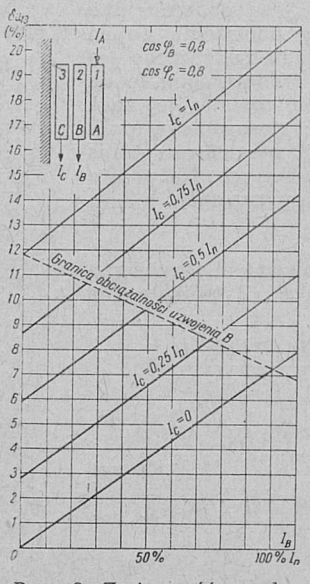
Na rys. 6, 7 i 8 pokazany jest wynik obliczeń spadku napięcia, gdy uzwojeniem pierwotnym jest uzwojenie A (skrajne).



Rys. 6. Zmienność spadku napięcia na zaciskach uzwojenia C nieobciążonego przy zmiennym obciążeniu uzwojenia B przy różnych współczynnikach mocy cos φ_B; uzwojenie pierwotne A — skrajne



Rys. 7. Zmienność spadku napięcia na zaciskach uzwojenia C obciążonego stałym odbiorem $I_C = 0{,}5\ I_n \cos\varphi_C = 0{,}8$ ind. przy zmiennym obciążeniu uzwojenia B; uzwojenie pierwotne A — skrajne



Rys. 8. Zmienność spadku napięcia na zaciskach uzwojenia C obciążonego stałym odbiorem $I_C = 0{,}25\ I_n$ . . . .) przy współczynniku mocy cos $\varphi_C = 0{,}8$ ind. przy zmiennym obciążeniu uzwojenia B, przy cos $\varphi_B = 0{,}8$ ind; uzwojenie pierwotne A — skrajne

Taki przypadek pracy spotyka się w transformatorach energetycznych obniżających napięcie. Zmienność spadku napięcia jest tutaj znacznie większa i wynosi dla rozpatrywanego przykładu w przypadku najmniej korzystnym ok. 12%. Przy innym rozkładzie obciążeń spadek napięcia może być jeszcze większy.

Na rys. 1 i 7 kółkami zaznaczono na wykresie maksymalne obciążenie uzwojenia B, po którego przekroczeniu jedno z uzwojeń osiąga prąd obciążenia większy od znamionowego.

Przykład 2. Obliczymy zmienność napięcia w transformatorze trójuzwojeniowym o mocy 105/105/35 MVA i przekładni 220/115/10,5 kV. Straty obciążeniowe i napięcie zwarcia wynoszą:

uzwojenia	napięcia zwarcia	straty obciążeniowe
220/115,0	13,8%	453 kW przy mocy 105 MVA;
115/10,5	6,4%	94 kW przy mocy 35 MVA;
220/10,5	12,15%	116,3 kW przy mocy 35 MVA.

Po przeliczeniu na moc znamionową transformatora o mocy 105 MVA

220/115	13,8%	458 kW = 0,436%,
115/10,5	19,2%	846 kW = 0,816%,
220/10,5	36,45%	1042 kW = 0,995%.

$$\Delta u_{R12} = 0{,}436\%; \quad \Delta u_{R23} = 0{,}816\%; \quad \Delta u_{R13} = 0{,}995\%;$$

$$\Delta u_{R1} = \frac{1}{2}(0{,}436 + 0{,}995 - 0{,}816) = 0{,}307\%;$$

$$\Delta u_{R2} = \frac{1}{2}(0{,}436 + 0{,}816 - 0{,}995) = 0{,}128\%;$$

$$\Delta u_{R3} = \frac{1}{2}(0{,}816 + 0{,}995 - 0{,}436) = 0{,}69\%;$$

$$\Delta u_{X12} \approx u_{z\,12} = 13{,}8\%;$$

$$\Delta u_{X23} \approx u_{z\,23} = 19{,}2\%;$$

$$\Delta u_{X13} \approx u_{z\,13} = 36{,}4\%;$$

$$\Delta u_{X1} = \frac{1}{2}(13{,}8 + 36{,}4 - 19{,}2) = 15{,}5\%;$$

$$\Delta u_{X2} = \frac{1}{2}(13{,}8 + 19{,}2 - 36{,}4) = -1{,}7\%;$$

$$\Delta u_{X3} = \frac{1}{2}(19{,}2 + 36{,}4 - 13{,}8) = 20{,}9\%.$$

Zmienność napięcia obliczymy dla uzwojenia 115-kilowoltowego w przypadku, kiedy uzwojenie wtórne 115-kilowoltowe jest obciążone mocą znamionową (105 MVA) przy cosφ_2 = 0,8 ind., a uzwojenie 10,5-kilowoltowe jest obciążone mocą znamionową (35 MVA) przy cos φ_3 = 0,2 poj. (kompensator synchroniczny przewzbudzony):

$$p_2 = 1; \qquad p_3 = 0{,}33;$$

$$\delta u_{12} = 0{,}436 \cdot 0{,}8 + 13{,}8 \cdot 0{,}6 + 0{,}33 \cdot 0{,}307 \cdot 0{,}2 - 0{,}33 \cdot 15{,}5 \cdot 0{,}98 + 0{,}005\,(13.8 \cdot 0{,}8 - 0{,}436 \cdot 0{,}6 + 0{,}33 \cdot 15{,}5 \cdot 0{,}2 + 0{,}33 \cdot 0{,}307 \cdot 0{,}98)^2 = 4{,}4\%.$$

Gdyby uzwojenie 10,5-kilowoltowe było obciążone mocą znamionową przy cos φ_2 = 0,2 ind. (kompensator synchroniczny niedowzbudzony), to spadek δu_{17} wyniósłby 14,27%, a δu_{13} = 22,5%.

LITERATURA

Jezierski E. i Kopczyński Z. Transformator trójuzwojeniowy (Przegl. El., 1952, z. 5/6, str. 185—190)
Dispaux A. Détermination des chutes de tension et des pertes dans les transformateurs à plusieurs enroulements (CIGRÉ, 1946, nr 113)
Jezierski E. Transformatory, 1949
Kostienko M. P. Elektriczeskije maszyny, spiecjalnaja czast', 1949
Blume L. F. Transformer Engineering, 1946
Nowacki P. J. Transformatory (skrypt, 1950)

XXV

MGR INŻ. KOTER TADEUSZ
Katedra Maszyn Elektrycznych
Politechniki Łódzkiej

Praca równoległa transformatorów trójuzwojeniowych z dwuuzwojeniowymi

621.3.016.32:621.314.045.53:621.014.045.52

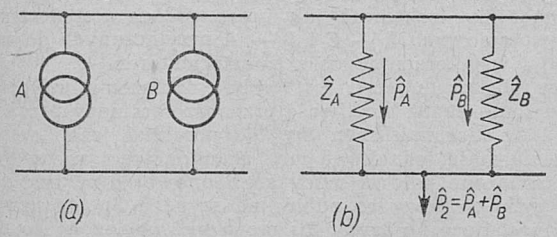
Treść. Podano zasady obliczania pracy równoległej transformatorów dwu- i trójuzwojeniowych przy różnym położeniu uzwojeń współpracujących w transformatorze trójuzwojeniowym. Zanalizowano wpływ obciążenia uzwojenia trzeciego na pracę równoległą dwóch pozostałych uzwojeń, współpracujących z transformatorem dwuuzwojeniowym.

Параллельная работа трехобмоточных трансформаторов с двухобмоточными. Указаны основы расчета параллельной работы двух- и трехобмоточных трансформаторов при различном положении в трехобмоточном трансформаторе совместно работающих обмоток. Проанализировано влияние нагрузки третьей обмотки на параллельную работу двух остальных обмоток, работающих совместно с двухобмоточным трансформатором.

Parallel work of three- and two-winding transformers. The author specifies the principles of computing the parallel work of two- and three-winding transformers at various positions of cooperating windings in three-winding transformers. Review of the influence of third winding load on the parallel working of the two remaining windings which cooperate with a two-winding transformer.

W energetyce coraz częściej jest stosowany transformator trójuzwojeniowy jako podstawowa jednostka stacji transformatorowej. Czasami dla zwiększenia mocy zachodzi konieczność włączenia do pracy równoległej z transformatorem trójuzwojeniowym transformatora dwuuzwojeniowego. Przy pracy równoległej transformatorów dwuuzwojeniowych są ustalone wymagania, których spełnienie przez współpracujące transformatory gwarantuje ich poprawną pracę równoległą. Przy łączeniu do pracy równoległej transformatorów dwuuzwojeniowych z trójuzwojeniowymi ogólnych zasad poprawnej pracy równoległej nie ma. Rozkład obciążeń na poszczególne jednostki zależy w dużym stopniu od sposobu pracy transformatora trójuzwojeniowego (od tego, które z uzwojeń jest pierwotne) oraz od wzajemnego rozkładu obciążenia na szynach wtórnych. Z tego względu każdy przypadek pracy równoległej powinien być obliczony i sprawdzony. Celem niniejszego artykułu jest podanie ogólnych zasad obliczania współpracy równoległej transformatorów trój- i dwuuzwojeniowych.

W transformatorach dwuuzwojeniowych pracujących równolegle — przy zachowaniu wymagań ogólnych pracy równoległej co do przekładni i grupy połączeń — obciążenie przenoszone przez poszczególne transformatory zależy od stosunku ich oporności zwarcia i kątów oporności pozornej ich trójkątów zwarcia.



Rys. 1. Praca równoległa dwóch transformatorów dwuuzwojeniowych
(*a*) — układ połączeń (*b*) — schemat zastępczy

Jeżeli układ przetwórczy składa się z dwóch jednostek jak na rys. 1, to moc [1]) całkowita przenoszona przez układ wyraża się wzorem

$$\hat{P}_2 = \hat{P}_A + \hat{P}_B. \tag{1}$$

Moc przenoszona przez poszczególne jednostki jest odwrotnie proporcjonalna do oporności zastępczych transformatorów:

$$\frac{\hat{P}_A}{\hat{P}_B} = \frac{\hat{Z}_B}{\hat{Z}_A}.$$

Stąd możemy wyznaczyć moce przenoszone przez poszczególne transformatory

$$\hat{P}_A = \hat{P}_2 \frac{\hat{Z}_B}{\hat{Z}_A + \hat{Z}_B}; \quad \hat{P}_B = \hat{P}_2 \frac{\hat{Z}_A}{\hat{Z}_A + \hat{Z}_B}. \tag{2}$$

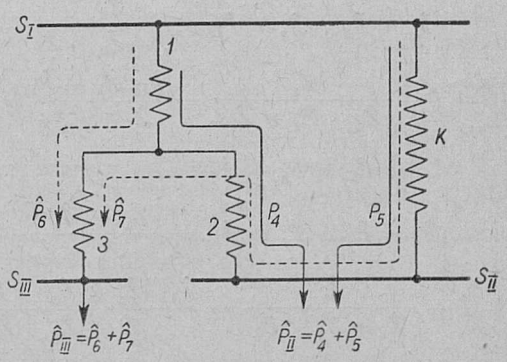
Współczynnikiem wyzyskania układu k_w nazywamy stosunek maksymalnej mocy, którą można obciążyć układ transformatorów po stronie wtórnej, gdy żaden z transformatorów współpracujących nie jest obciążony powyżej mocy znamionowej, do sumy arytmetycznej mocy znamionowych uzwojeń pierwotnych. Przy współpracy dwóch transformatorów dwuuzwojeniowych współczynnik wyzyskania układu k_w jest równy jedności z wyjątkiem przypadków, kiedy napięcia zwarcia nie są jednakowe, lub gdy kąty oporności pozornej trójkątów zwarcia są różne (kątem oporności pozornej trójkąta zwarcia jest $\gamma = \text{arc ctg}\left(\frac{R}{X}\right)$; wtedy jest on mniejszy od jedności.

Z punktu widzenia eksploatacji transformatorów pożądane jest, aby współczynnik wyzyskania układu był możliwie duży. Przepisy niektórych krajów podają minimalny współczynnik wyzyskania układu jako warunek poprawnej pracy równoległej, np. przepisy francuskie wymagają $k_w \geqslant 0{,}95$. Należy zaznaczyć, że dla transformatorów dwuuzwojeniowych współczynnik wyzyskania układu i rozkład obciążenia na poszczególne jednostki jest stały i nie zależy od charakteru obciążenia, lecz zależy jedynie od właściwości jednostek.

Dla analizy pracy równoległej transformatora trójuzwojeniowego z transformatorem dwuuzwojeniowym zastosujemy podobną metodę jak dla transformatorów dwuuzwojeniowych. Układ zastępczy transformatora trójuzwojeniowego przy pominięciu prądu magnesującego charakteryzują jak wiemy trzy oporności $\hat{Z}_A$, $\hat{Z}_B$, $\hat{Z}_C$, sprowadzone do jednego napięcia. Jeżeli oporności te są wyrażone w procentach, to muszą być sprowadzone do mocy znamionowej transformatora [1]).

Na rys. 2 przedstawiono układ zastępczy transformatora trójuzwojeniowego *1* — *2* — *3*, który pracuje równolegle z transformatorem dwuuzwojeniowym *K*. Poszczególne oporności układu oznaczymy $\hat{Z}_1$, $\hat{Z}_2$, $\hat{Z}_3$ i $\hat{Z}_k$, gdzie $\hat{Z}_k$ jest całkowitą opornością zwarcia transformatora dwuuzwojeniowego. Transformator trójuzwojeniowy zasila szyny S_{II} przez uzwojenia *1* i *2* i szyny S_{III} przez uzwojenia *1* i *3*. Oczywiście, transformator *K* musi być przystosowany do pracy równoległej z parą uzwojeń *1* — *2* transformatora trójuzwojeniowego według ogólnych wymagań stawianych transformatorom dwuuzwojeniowym (przekładnia, grupa połączeń, napięcie zwarcia).

Rozkład obciążeń na poszczególne jednostki zależy od



Rys. 2. Rozpływ mocy w układzie pracy równoległej transformatora dwu- i trójuzwojeniowego

wartości oporności poszczególnych gałęzi układu zastępczego. Moc odbierana na szynach S_{II} jest równa

$$\hat{P}_{II} = \hat{P}_4 + \hat{P}_5, \tag{3}$$

[1]) Moc oddawaną przez układ P_2 będziemy rozumieli jako iloczyn prądu I_2 przez znamionowe napięcie wtórne transformatorów U_{n2} i $\sqrt{3}$. W rzeczywistości moc oddawana będzie mniejsza ze względu na spadki napięcia występujące w transformatorze.

[1]) Por Koter T. Spadki napięcia w transformatorze trójuzwojeniowym (str. 192 niniejszego zeszytu).

gdzie $\hat{P}_4$ — moc przenoszona przez transformator trójuzwojeniowy (uzwojenia *1* i 2),

$\hat{P}_5$ — moc przenoszona przez transformator dwuuzwojeniowy K na szyny S_{II}.

Moc pobierana na szynach S_{III} jest równa

$$\hat{P}_{III} = \hat{P}_6 + \hat{P}_7, \tag{4}$$

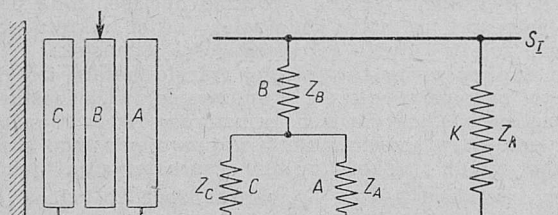
gdzie $\hat{P}_6$ — moc przenoszona przez transformator trójuzwojeniowy (uzwojenie *1* i *3*),

$\hat{P}_7$ — moc przenoszona przez transformator dwuuzwojeniowy K do szyn S_{III}.

Na podstawie praw Kirchoffa możemy wyznaczyć:

$$\begin{cases} \hat{P}_4 = \hat{P}_{II}\dfrac{\hat{Z}_k}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}, \\ \hat{P}_5 = \hat{P}_{II}\dfrac{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}, \\ \hat{P}_6 = \hat{P}_{III}\dfrac{\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}, \\ \hat{P}_7 = \hat{P}_{III}\dfrac{\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}. \end{cases} \tag{5}$$

Aby sprawdzić, czy w układzie transformatorowym jakieś uzwojenie nie jest przeciążone, należy wyznaczyć moce, którymi są obciążone poszczególne uzwojenia. Moce te powinny być mniejsze od dopuszczalnego obciążenia danego uzwojenia. Moce te dla uzwojenia *1*, *2* i *3* oraz transformatora K wynoszą kolejno:



Rys. 3. Praca równoległa transformatora trójuzwojeniowego i dwuuzwojeniowego; zasilane uzwojenie środkowe

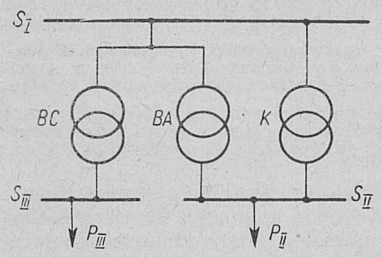
$$\begin{cases} \hat{P}_1 = \hat{P}_4 + \hat{P}_6 = \hat{P}_{II}\dfrac{\hat{Z}_k}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k} + \\ + \hat{P}_{III}\dfrac{\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k} = \dfrac{\hat{P}_{II}\hat{Z}_k + \hat{P}_{III}(\hat{Z}_2+\hat{Z}_k)}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}; \\ \hat{P}_2 = \hat{P}_4 - \hat{P}_7 = \hat{P}_{II}\dfrac{\hat{Z}_k}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k} - \\ - \hat{P}_{III}\dfrac{\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k} = \dfrac{\hat{P}_{II}\hat{Z}_k - \hat{P}_{III}\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}; \\ \hat{P}_3 = \hat{P}_6 + \hat{P}_7 = \hat{P}_{III}; \\ \hat{P}_k = \hat{P}_5 + \hat{P}_7 = \hat{P}_{II}\dfrac{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k} + \\ + \hat{P}_{III}\dfrac{\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k} = \dfrac{\hat{P}_{II}(\hat{Z}_1+\hat{Z}_2)+\hat{P}_{III}\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1+\hat{Z}_2+\hat{Z}_k}. \end{cases} \tag{6}$$

W obliczeniach przybliżonych dla transformatorów większej mocy można nie uwzględniać oporności czynnej jako bardzo małej w stosunku do oporności biernej. Wtedy we wzorach (6) stosunek oporności pozornych wyrażonych liczbami zespolonymi można zastąpić stosunkiem oporności biernych.

Współczynnikiem wyzyskania układu przy pracy równoległej transformatora trójuzwojeniowego i dwuuzwojeniowego nazywamy stosunek sumy arytmetycznej maksymalnych mocy, które można pobrać z obu szyn wtórnych bez przeciążenia żadnego uzwojenia, do sumy arytmetycznej mocy znamionowych uzwojeń pierwotnych transformatorów. Ponieważ w transformatorze trójuzwojeniowym poszczególne gałęzie układu zastępczego mają różne wartości, przebieg pracy równoległej będzie uzależniony od tego, które z uzwojeń jest uzwojeniem pierwotnym — środkowe czy jedno ze skrajnych.

Rozpatrzmy kolejno poszczególne przypadki:

P r z y p a d e k 1. Uzwojeniem pierwotnym jest uzwojenie środkowe (rys. 3). Ten przypadek pracy jest zwykle spotykany w stacjach transformatorowych podwyższających



Rys. 4. Zastępczy układ transformatorów dwuuzwojeniowych obrazujący pracę równoległą w przypadku 1

napięcie. Z transformatorem trójuzwojeniowym współpracują dwa sąsiednie uzwojenia B — A. Aby praca równoległa w takim układzie była możliwa, transformator dwuuzwojeniowy K musi, oczywiście, spełniać ogólne wymagania pracy równoległej z uzwojeniami B — A.

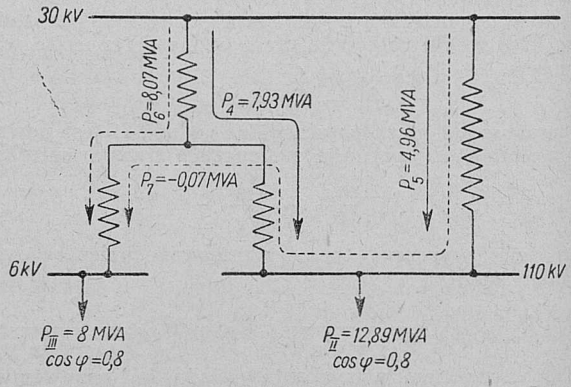
Jeżeli szyny S_{III} nie będą obciążone, to układ będzie pracował jak dwa transformatory dwuuzwojeniowe. Obciążenia przenoszone przez poszczególne jednostki będą proporcjonalne do ich mocy znamionowych. Współczynnik wyzyskania układu będzie bliski jedności, jak dla transformatorów dwuuzwojeniowych.

Gdy szyny S_{III} będą obciążone mocą $\hat{P}_{III}$, to moc dostarczana na pokrycie tego obciążenia będzie prawie wyłącznie przenoszona przez uzwojenie B. Wynika to stąd, że oporność tego uzwojenia jest prawie równa zeru, gdy natomiast oporność gałęzi A i K jest znaczna.

Pracę transformatora trójuzwojeniowego w takich warunkach możemy traktować jak pracę dwóch transformatorów dwuuzwojeniowych B — C i B — A przyłączonych do szyn S_I (rys. 4) i współpracujących z transformatorem K.

Przy obciążeniu szyn S_{III} wobec obciążenia uzwojenia B zostaje zmniejszona możliwość przenoszenia mocy przez uzwojenie B w kierunku szyn S_{II}. Na przykład jeżeli wszystkie uzwojenia mają jednakową moc znamionową i szyny S_{III} zostały obciążone połową mocy znamionowej przy tym samym współczynniku mocy co odbiór na szynach S_{II}, to uzwojenia A i K pracujące na szyny S_{II} mogą być obciążone co najwyżej połową mocy znamionowych. Współczynnik wyzyskania układu wynosi $k_w = \dfrac{1{,}5}{2} = 0{,}75$.

Gdyby szyny S_{III} obciążyć mocą znamionową transformatora, to przy tym samym współczynniku mocy układ na szynach S_{II} nie będzie mógł być obciążony żadną mocą bez



Rys. 5. Rozpływ mocy w układzie z przykładu 1b

przeciążenia uzwojenia B. Współczynnik wyzyskania układu wyniesie wtedy $k_w = 0{,}5$. Oczywiście, jeżeli oba odbiory na szynach S_{II} i S_{III} mają różne współczynniki mocy, to współczynnik wyzyskania układu będzie większy.

W ogólnym przypadku współczynnik wyzyskania układu zależy od rozkładu obciążeń na szynach S_{II} i S_{III}, od charak-

teru tych obciążeń i od mocy współpracującego transformatora dwuuzwojeniowego. W pewnych przypadkach, gdy obciążenie jednego układu szyn jest charakteru indukcyjnego, a obciążenie drugiego jest charakteru pojemnościowego, to współczynnik wyzyskania układu może być nawet większy od jedności. Jeżeli z transformatorem dwuuzwojeniowym pracują uzwojenia B — C transformatora trójuzwojeniowego zamiast B — A, to przypadek taki jest identyczny z przypadkiem rozpatrzonym.

P r z y k ł a d 1. Transformator trójuzwojeniowy o mocy 16/16/16 MVA, o przekładni 110/33/6,6 kV i napięciach zwarcia $u_{zAB} = 10{,}5\%$, $u_{zBC} = 6\%$ i $u_{zAC} = 17\%$ pracuje równolegle z transformatorem dwuuzwojeniowym o mocy 10 MVA, o przekładni 110/33 i napięciu zwarcia 10,5%

W obliczeniach nie uwzględniamy oporności czynnych. Wyznaczymy oporności w procentach w stosunku do mocy znamionowej transformatora trójuzwojeniowego o mocy 16 MVA:

$$X_{AB} \approx 10{,}5\ \%, \quad X_{BC} \approx 6\ \%, \quad X_{AC} \approx 17\ \%,$$

$$X_A = \frac{1}{2}(17 + 10{,}5 - 6) = 10{,}75\ \%,$$

$$X_B = \frac{1}{2}(10{,}5 + 6 - 17) = -0{,}25\ \%,$$

$$X_C = \frac{1}{2}(6 + 17 - 10{,}5) = 6{,}25\ \%,$$

$$X_K = 10{,}5\,\frac{16}{10} = 16{,}8\ \%.$$

a) Uzwojenie C jest nieobciążone. Moc odbierana na szynach S_{II} jest równa 26 MVA. Moce przenoszone przez poszczególne jednostki wynoszą:

$$P_4 = P_{II}\frac{X_K}{X_A + X_B + X_K} = 26\,\frac{16{,}8}{10{,}75 - 0{,}25 + 16{,}8} = 16\ \text{MVA},$$

$$P_5 = P_{II}\frac{X_{AB}}{X_A + X_B + X_K} = 26\,\frac{10{,}5}{10{,}75 - 0{,}25 + 16{,}8} = 10\ \text{MVA}.$$

Współczynnik wyzyskania układu $k_w = 1{,}0$.

b) Uzwojenie C jest obciążone mocą 8 MVA przy $\cos\varphi_{III} = 0{,}8$. Wyznaczymy moc, którą można obciążyć szyny S_{II} przy $\cos\varphi_{II} = 0{,}8$, by moc przenoszona przez wspólne uzwojenie B nie przekroczyła mocy znamionowej.

Moc przenoszona przez poszczególne uzwojenia do szyn S_{III} wynosi

$$P_6 = P_{III}\frac{X_A + X_K}{X_{AB} + X_K} = 8\,\frac{10{,}75 + 16{,}8}{27{,}3} = 8{,}07\ \text{MVA},$$

$$P_7 = P_{III}\frac{X_B}{X_{AB} + X_K} = 8\,\frac{-0{,}25}{27{,}3} = -0{,}07\ \text{MVA}.$$

Ze względu na dopuszczalne obciążenie uzwojenia B układ uzwojeń AB może przenieść na szyny S_{II} moc

$$P_4 = P_{nB} - P_6 = 16 - 8{,}07 = 7{,}93\ \text{MVA}.$$

Transformator K obciąży się wtedy mocą

$$P_5 = 7{,}93\,\frac{10}{16} = 4{,}96\ \text{MVA}.$$

Moc przenoszona przez układ na szyny S_{II} wynosi

$$P_2 = 4{,}96 + 7{,}93 = 12{,}89.$$

Obciążenia poszczególnych uzwojeń wyniosą:

$$P_A = P_4 - P_7 = 7{,}93 + 0{,}07 = 8{,}0\ \text{MVA},$$
$$P_B = P_4 + P_6 = 7{,}93 + 8{,}07 = 16\ \text{MVA},$$
$$P_C = P_6 + P_7 = 8{,}07 - 0{,}07 = 8\ \text{MVA},$$
$$P_K = P_5 + P_7 = 4{,}96 - 0{,}07 = 4{,}89\ \text{MVA}.$$

Współczynnik wyzyskania układu $k_w = \dfrac{12{,}89 + 8}{26} = 0{,}805$.

Gdyby moc znamionowa transformatora K była 30 MVA, to współczynnik k_w równałby się 0,49.

Na rys. 5 pokazano przepływ poszczególnych mocy. Z rysunku widać, że transformator K nie bierze udziału w przesyle mocy na szyny S_{III}; przeciwnie, niewielką moc (ok. 1%) pobiera z uzwojenia B i z powrotem zwraca do sieci na szyny S_I; jest to wynikiem ujemnej oporności uzwojenia B.

c) Uzwojenie C jest obciążone mocą 8 MVA przy $\cos\varphi_{III} = 0$ poj. (kompensator synchroniczny przewzbudzony). Wyznaczymy moc, którą można obciążyć szyny S_{II} przy $\cos\varphi_{II} = 0{,}8$ ind, by obciążenie żadnego z uzwojeń nie przekroczyło mocy znamionowej.

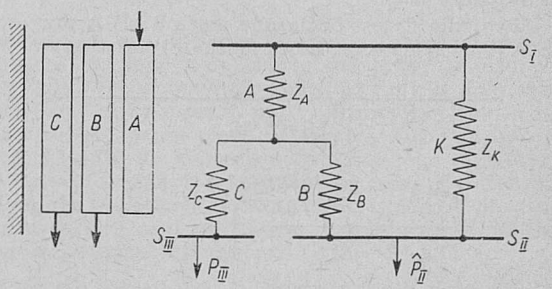
Moc przenoszona przez poszczególne uzwojenia do szyn S_{III} wynosi

$$\hat{P}_6 = +j\,8{,}07, \qquad \hat{P}_7 = -j\,0{,}07.$$

Moc pobieraną przez szyny S_{II} z uzwojenia B oznaczymy przez x. Sumaryczna moc przenoszona przez uzwojenie B może wynosić 16 MVA; stąd układamy równanie

$$(0{,}8\,x)^2 + (8{,}07 - 0{,}6\,x)^2 = 16^2.$$

Rozwiązanie tego równania daje wartość x = 19,5; jest to wartość większa od mocy znamionowej, wobec czego ogra-



Rys. 6. Praca równoległa transformatora trójuzwojeniowego i dwuuzwojeniowego; zasilane uzwojenie skrajne

niczeniem ze względu na moc innych uzwojeń będzie moc znamionowa 16 MVA.

Sumaryczne obciążenie na szynach S_{II} będzie wynosiło 26 MVA.

$$\hat{P}_4 = \hat{P}_{II}\frac{X_K}{X_{AB} + X_K} = 26\,(0{,}8 - j\,0{,}6)\,\frac{16{,}8}{27{,}3} = 12{,}7 - j\,9{,}5,$$

$$\hat{P}_5 = \hat{P}_{II}\frac{X_{AB}}{X_{AB} + X_Z} = 26\,(0{,}8 - j\,0{,}6)\,\frac{10{,}5}{27{,}3} = 7{,}95 - j\,5{,}96.$$

Obciążenie poszczególnych uzwojeń wynosi

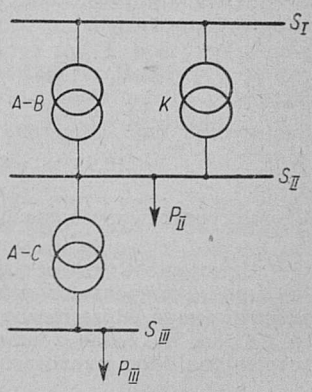
$$\hat{P}_A = 12{,}7 - j\,9{,}5 + j\,0{,}07 = 12{,}7 - j\,9{,}43,$$
$$\hat{P}_B = 12{,}7 - j\,9{,}5 + j\,8{,}07 = 12{,}7 + j\,1{,}43,$$
$$\hat{P}_K = 7{,}95 - j\,5{,}96 - j\,0{,}07 = 7{,}95 - j\,6{,}03,$$
$$P_A = \sqrt{12{,}7^2 + 9{,}43^2} = 15{,}85\ \text{MVA},$$
$$P_B = \sqrt{12{,}7^2 + 1{,}43^2} = 12{,}8\ \text{MVA},$$
$$P_K = \sqrt{7{,}95^2 + 6{,}03^2} = 10{,}0\ \text{MVA}.$$

Współczynnik wyzyskania układu $k_w = \dfrac{26 + 8}{26} = 1{,}305$.

Rozważany przypadek pracy transformatora trójuzwojeniowego wymaga jeszcze sprawdzenia cieplnego, czy straty wywiązujące się w transformatorze nie przekraczają strat, które zostały przyjęte dla obliczeń cieplnych transformatora.

Transformatory trójuzwojeniowe produkcji krajowej są pod względem cieplnym obliczane na straty obciążeniowe przy prądzie znamionowym jednej pary uzwojeń — tej, która daje wartość strat największą.

P r z y p a d e k 2. Uzwojeniem pierwotnym jest uzwojenie skrajne. Przypadek ten spotyka się zwykle w transformatorach obniżających napięcie. Rozpatrzymy warunki pracy równoległej transformatora K z parą sąsiednich uzwojeń A—B transformatora trójuzwojeniowego (rys. 6).



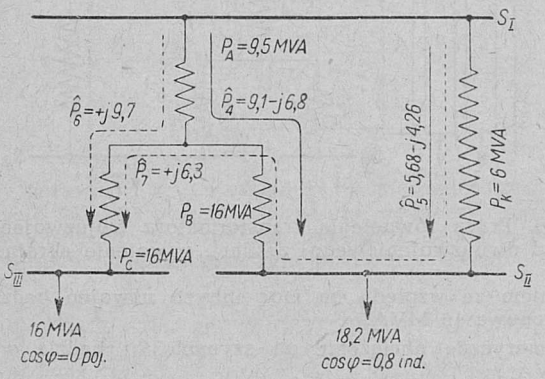
Rys. 7. Zastępczy układ transformatorów dwuuzwojeniowych przedstawiający pracę równoległą w przypadku 2

Ponieważ uzwojenie B ma oporność bliską zera, obciążenie szyn S_{III} przenosi się prawie w jednakowej mierze przez uzwojenie A i transformator K (proporcjonalnie do mocy znamionowych). Wobec tego współczynnik wyzyskania układu jest bliski jedności jak dla transformatorów dwuuzwojeniowych i jest niezależny od rozkładu obciążenia na szyny S_{II} i S_{III}. Pracę transformatora trójuzwojeniowego w takich warunkach możemy traktować jak pracą transformatorów AB i BC w połączeniu szeregowym (rys. 7); równolegle z transformatorem AB pracuje transformator dwuuzwojeniowy K.

P r z y k ł a d 2. Dwa transformatory, jak w przykładzie 1, pracują równolegle, przy czym do szyn S_I przyłączone jest uzwojenie A (rys. 6).

a) Gdy uzwojenie C jest nieobciążone, praca równoległa transformatorów jest poprawna, jak dla transformatorów dwuuzwojeniowych.

b) Uzwojenie C jest obciążone mocą 8 MVA przy $\cos\varphi = 0{,}8$. Wyznaczymy moc, którą można obciążyć szyny S_{II} przy



Rys. 8. Rozpływ mocy w układzie dla przykładu 2c

tym samym współczynniku mocy, by obciążenie żadnego z uzwojeń nie przekroczyło wartości znamionowej.

Moc przenoszona przez poszczególne uzwojenie do szyn S_{III} wynosi:

$$P_6 = P_{III}\frac{X_B + X_K}{X_{AB} + X_K} = 8\,\frac{16{,}8 - 0{,}25}{27{,}3} = 4{,}85 \text{ MVA},$$

$$P_7 = P_{III}\frac{X_A}{X_{AB} + X_K} = 8\,\frac{10{,}75}{27{,}3} = 3{,}15 \text{ MVA}.$$

Stosunek mocy $\frac{P_6}{P_7} = \frac{4{,}85}{3{,}15} \approx \frac{16}{10}$ (gdyby oporność X_B była równa zeru, stosunek $\frac{P_6}{P_7}$ byłby dokładnie równy $\frac{16}{10}$).

Ze względu na dopuszczalną obciążalność transformatora K może on przenieść na szyny S_{II} maksymalne obciążenie

$$P_5 = 10 - 3{,}15 = 6{,}85 \text{ MVA}.$$

Uzwojenie AB transformatora trójuzwojeniowego obciąża się wówczas mocą

$$P_4 = 6{,}85\,\frac{16}{10} = 10{,}95 \text{ MVA}.$$

Sumaryczna moc odbierana na szynach S_{II} wynosi

$$10{,}95 + 6{,}85 = 17{,}8 \text{ MVA}.$$

Współczynnik wyzyskania układu $k_w = \frac{17{,}8 + 8}{26} \approx 1{,}0$.

c) Uzwojenie C jest obciążone mocą 16 MVA przy $\cos\varphi = 0$ poj. (kompensator synchroniczny przewzbudzony). Wyznaczymy moc, którą można obciążyć szyny S_{II} przy $\cos\varphi = 0{,}8$ ind, by żadne z uzwojeń transformatorów nie zostało przeciążone. Moc przenoszona przez układ do szyn S_{III} wynosi

$$\hat{P}_6 = +j\,16\,\frac{16{,}8 - 0{,}25}{27{,}3} = +j\,9{,}7,$$

$$\hat{P}_7 = +j\,16\,\frac{10{,}75}{27{,}3} = +j\,6{,}3.$$

W tym przypadku ograniczeniem dla przesyłu mocy jest moc znamionowa uzwojenia B:

$$\hat{P}_B = \hat{P}_4 - \hat{P}_7 = 0{,}8\,x - j\,0{,}6\,x - j\,6{,}3;$$

stąd możemy napisać równanie

$$(0{,}8\,x)^2 + (6{,}3 + 0{,}6\,x)^2 = 16^2,$$

z którego otrzymujemy $x = P_4 = 11{,}4$. Transformator K obciąży się wówczas mocą $11{,}4\frac{10}{16} = 7{,}1$ MVA. Szyny S_{II} mogą być obciążone mocą 18,5 MVA. Współczynnik wykorzystania układu będzie $k_w = \frac{18{,}5 + 16}{26} = 1{,}33$.

Sprawdźmy stan obciążenia poszczególnych uzwojeń:

$$\hat{P}_4 = 18{,}5\,(0{,}8 - j\,0{,}6)\,\frac{16{,}8}{27{,}3} = 9{,}1 - j\,6{,}8,$$

$$\hat{P}_5 = 18{,}5\,(0{,}8 - j\,0{,}6)\,\frac{10{,}75 - 0{,}25}{27{,}3} = 5{,}68 - j\,4{,}26,$$

$$\hat{P}_A = \hat{P}_4 + \hat{P}_6 = 9{,}1 - j\,6{,}8 + j\,9{,}7 = 9{,}1 + j\,2{,}9,$$

$$\hat{P}_B = \hat{P}_4 - \hat{P}_7 = 9{,}1 - j\,6{,}8 - j\,6{,}3 = 9{,}1 - j\,13{,}1,$$

$$\hat{P}_K = \hat{P}_5 + \hat{P}_7 = 5{,}68 - j\,4{,}26 + j\,6{,}3 = 5{,}68 + j\,2{,}04.$$

$$P_A = \sqrt{9{,}1^2 + 2{,}9^2} = 9{,}5 \text{ MVA},$$

$$P_B = \sqrt{9{,}1^2 + 13{,}1^2} = 16 \text{ MVA},$$

$$P_K = \sqrt{5{,}68^2 + 2{,}04^2} = 6 \text{ MVA}.$$

Przepływ poszczególnych mocy pokazano na rys. 8.

P r z y p a d e k 3. Uzwojeniem pierwotnym jest uzwojenie przyrdzeniowe C. Z transformatorem K pracuje równolegle para uzwojeń C—B. Ten przypadek pracy jest w zasadzie identyczny z przypadkiem poprzednim z tą różnicą, że para uzwojeń C—B ma inną wartość napięcia zwarcia, wobec czego transformator K musi być odpowiednio dopasowany.

P r z y p a d e k 4. Uzwojeniem pierwotnym jest uzwojenie A (zewnętrzne). Z transformatorem K współpracuje para uzwojeń A—C; oba uzwojenia A i C są uzwojeniami zewnętrznymi. Napięcie zwarcia jest wtedy stosunkowo duże, np. dla transformatorów na 110/33/16,5 kV wynosi ono ok. 17%. Transformatory dwuuzwojeniowe o tak dużym napięciu zwarcia w normalnym wykonaniu nie są spotykane. Dlatego przypadek ten ma małe zastosowanie praktyczne. W pewnych okolicznościach układ ten mógłby być stosowany, jeżeli w szereg z transformatorem dwuuzwojeniowym włączy się dławik wyrównujący napięcia zwarcia. Rozpływ mocy przenoszonej przez taki układ jest przypadkiem pośrednim między przypadkiem 1 i 2.

Z powyższego przeglądu kilku przypadków wynika, że podstawowymi przypadkami pracy równoległej transformatora trójuzwojeniowego z transformatorem dwuuzwojeniowym są przypadki 1 i 2. Oba przypadki mogą być stosowane w praktyce, jednakże w przypadku 1 należy liczyć się z pewnymi ograniczeniami, wynikającymi z rozkładu obciążenia na szyny S_{II} i S_{III}.

Przypadek 2 nie ma tych ograniczeń i praca układu jest poprawna bez względu na rozdział obciążenia na poszczególne szyny, przy czym współczynnik wyzyskania układu jest co najmniej taki, jak przy pracy równoległej transformatorów dwuuzwojeniowych.

Powyższa okoliczność może być wyzyskiwana przez energetykę w przypadku, kiedy pobór mocy w poszczególnych sieciach różni się znacznie.

Transformatory trójuzwojeniowe ze względów konstrukcyjnych mają uzwojenia o ustalonym stosunku mocy, zwykle stosunek mocy wynosi 1:1:1, 1:1:067 albo 1:0,67:1. Jeżeli rozdział obciążenia na poszczególne sieci wymaga innego stosunku mocy poszczególnych uzwojeń, można równolegle z transformatorem trójuzwojeniowym łączyć transformator dwuuzwojeniowy i zmieniać stosunek mocy uzwojeń, przyłączonych do poszczególnych sieci.

LITERATURA

[1] J e z i e r s k i E., K o p c z y ń s k i Z. Transformator trójuzwojeniowy (Przegl. Elektr., 1952, zesz. 5/6, str. 185—190).
[2] B l u m e L. F. Transformer Engineering (1946).
[3] L a p i n e M. Les essais des transformateurs industriels (1949).

XXVI

MGR INŻ. JERZY TELESIŃSKI

Wyposażenie i zabezpieczenie transformatorów

621.314:621.316.9

Treść. Wymagania stawiane poszczególnym częściom podstawowego bezpośredniego wyposażenia transformatorów, począwszy od kółek do przetaczania, kończąc na urządzeniach chłodzących. Pomiar temperatury, instalacja elektryczna na transformatorze, urządzenie do sterowania i sygnalizacji dla przełącznika zaczepów. Zabezpieczenia transformatorów przekaźnikowe oraz transduktorowe.

Оборудование и защита трансформаторов. Требования пред, являемые отдельным частям основного непосредственного оборудования трансформаторов — начиная с колес для передвижения трансформатора, кончая устройствами для охлаждения. Измерение температуры, электрическая установка на трансформаторе, устройства лля ответвлений от обмотки. Релейная и трансдукторная защита трансформаторов.

Transformer equipment and protection. Requirements to be met with by individual essential transformer parts — from traction wheels to cooling equipment. Temperature measurement, electrical transformer equipment, tap-changer control and signalling equipment. Relay and transductor type transformer protecting devices.

1. Wstęp.

Wzrost uprzemysłowienia kraju wiąże się nierozłącznie z rozbudową sieci, w której transformatory należą do elementów podstawowych. Uszkodzenie transformatora powoduje straty w wartości samego urządzenia i straty w dostawie energii. W celu podniesienia pewności pracy transformatorów i uchronienia ich od uszkodzeń wyposaża się je w urządzenia zabezpieczające.

Rodzaj i ilość urządzeń, w które sama fabryka zaopatruje transformatory, zależą od mocy, wykonania oraz warunków pracy transformatora. Uzależnienie od warunków pracy stwarza trudności z jednej strony w doborze uzasadnionego technicznie minimum wyposażenia, z drugiej strony — dostosowania wyposażenia do mogących ulegać zmianie warunków pracy w eksploatacji; np. transformatory — szczególnie o mocach poniżej 1000 kVA — mogą pracować z wyłącznikami lub bez nich, w stacjach z obsługą lub bez obsługi itd.

W pierwszej części artykułu będzie omówione wyposażenie transformatora bezpośrednie, w drugiej będą omówione — w formie ogólnych wytycznych — rodzaje zabezpieczeń przekaźnikowych stosowane dla transformatorów. Wyposażenie transformatorów w aparaturę pomiarową nie zostało uwzględnione w referacie (z wyjątkiem pomiaru temperatury), ponieważ stanowi ono odrębną całość i nie wiąże się bezpośrednio ani z wyposażeniem transformatora, ani z jego zabezpieczeniami.

2. Wyposażenie transformatorów.

a) Kółka do przetaczania. Do lokalnego transportu transformator powinien mieć kółka gładkie lub z obrzeżami, śruby dźwigające w celu umożliwienia przestawienia kółek oraz konstrukcję umożliwiającą podnoszenie za pomocą dźwigów lub wind (przy dużych jednostkach). Dla dużych jednostek rozstaw kółek w kierunku podłużnym powinien być zgodny z szerokością torów kolejowych normalnych. Wykonanie kółek powinno umożliwiać przetaczanie transformatora na odległość do 300 m oraz po torach z łukami o promieniu 120 m (transport ze stanowiska do wieży). Zaleca się znormalizowanie również poprzecznego rozstawu kółek.

b) Kurki do pobierania próbek oleju. Racjonalna eksploatacja transformatorów wymaga między innymi okresowych badań oleju. Do umożliwienia pobierania próbek oleju należy wyposażyć transformatory do 1600 kVA w jeden kurek, powyżej 1600 kVA — w dwa kurki. Jeden kurek powinien być umieszczony zawsze u dołu skrzyni transformatora. Drugi kurek — jeżeli istnieje — powinien być umieszczony u góry skrzyni transformatora. Konserwator transformatora w najniższym swym miejscu powinien być wyposażony również w kurek spustowy przeznaczony do usuwania wody i rozmaitych zanieczyszczeń. Kurki należy tak wykonywać, aby nie można było spowodować ich przypadkowego otwarcia, aby można było je zaplombować i łatwo regulować strumień wyciekającego przez nie oleju. Kurki powinny być zaopatrzone we wskaźnik ich położenia. Pobieranie próbki oleju z izolatorów przepustowych napełnionych olejem i nie mających połączenia z olejem transformatora — wykonuje się za pomocą rurki szklanej (syfonu).

c) Zawór umożliwiający oczyszczanie oleju. Do oczyszczania oleju stosuje się prasę filtracyjną w razie stwierdzenia mechanicznych zanieczyszczeń albo wirówkę — w przypadku znacznego zawilgocenia oleju. Do oczyszczania oleju również podczas pracy transformatora należy wyposażyć go w zawór zainstalowany u dołu skrzyni, umożliwiający przyłączenie prasy filtracyjnej lub wirówki. Olej po przejściu przez prasę filtracyjną albo wirówkę wlewany jest od góry do konserwatora przez jego kominek. Nowobudowane lub będące w kapitalnym remoncie transformatory zaleca się wyposażyć w dwa zawory: jeden u góry skrzyni, drugi u dołu w celu umożliwienia przyłączenia urządzenia do obiegowej regeneracji oleju.

d) Konserwator z olejowskazem. Zaleca się wykonywać konserwatory kształtu prostopadłościennego i zaopatrywać je w pływak, np. metalowy. Uzyskuje się wtedy znaczne zmniejszenie powierzchni oleju stykającej się z powietrzem i mniejsze wchłanianie wilgoci przez olej konserwatora z powietrza. Konserwator dla transformatorów o mocy do 1600 kVA jest zaopatrzony w kominek, przez który odbywa się swobodna wymiana powietrza. Dla transformatorów o mocy ponad 1600 kVA należy stosować wymianę powietrza przez odwilżacze, wypełnione np. silicagelem, w celu lepszego zabezpieczenia oleju od zawilgocenia.

Na konserwatorze powinien być zainstalowany olejowskaz wykonany ze szkła koloru np. jasnożółtego w celu zabezpieczenia oleju od starzenia się występującego pod wpływem światła. Firma produkująca transformator powinna zaznaczyć na olejowskazie poziom oleju dla —25°C, +20°C i +75°C. Dolna kreska na olejowskazie powinna znajdować się co najmniej o 10 mm wyżej niż koniec rury łączącej konserwator z transformatorem, a koniec ten powinien znajdować się nie mniej niż 10 mm ponad dnem konserwatora dla pozostawienia miejsca na osadzanie się zanieczyszczeń i wilgoci. Dno konserwatora powinno znajdować się o 15 do 20 cm wyżej niż najwyższy punkt transformatora wypełniony olejem; jeżeli np. izolatory przepustowe transformatora są napełnione olejem, to punktem tym będą otwory odpowietrzające izolatorów przepustowych. Dla umożliwienia łatwej i szybkiej wymiany transformatora, np. w przypadku uszkodzenia, zaleca się umieścić konserwator bezpośrednio na skrzyni transformatora.

e) Rura wybuchowa i odpowietrzanie. Transformatory o mocy 10 000 kVA i wyżej należy wyposażyć w rurę wybuchową odpowiednio uszczelnioną zainstalowaną na pokrywie transformatora. Dla umożliwienia napełnienia transformatora olejem powinien być w pokrywie transformatora lub w sworzniach izolatorów przepustowych otwór odpowietrzający. Otwór w pokrywie transformatora powinien być specjalnie oznaczony, żeby uniknąć jego błędnego otwarcia, kiedy transformator już jest napełniony olejem i połączony z konserwatorem.

f) Korek na dnie skrzyni transformatora. Dla umożliwienia całkowitego opróżnienia skrzyni transformatora z oleju oraz z osadu powinien być w dnie skrzyni zainstalowany korek. Szczególnie przydatny jest on przy oczyszczaniu i przepłukiwaniu skrzyni olejem po remontach transformatora. Praktyka krajowa wykazała, że korki są często nieszczelne; należy przeto zwrócić uwagę na jakość ich wykonania.

g) Zawory do oddzielania radiatorów. Przy odejmowanych radiatorach należy wyposażyć połączenia ich ze skrzynią transformatora w zawory zaopatrzone w widoczny wskaźnik stanu otwarcia i zamknięcia. Należy zwrócić uwagę na szczelność tych zaworów.

h) Zabezpieczenie gazowo-podmuchowe. Zabezpieczenie gazowo-podmuchowe spełnia podwójną rolę: kontroluje poziom oleju i zabezpiecza od uszkodzeń wewnątrz transformatora. Na podstawie doświadczenia eksploatacyjnego zabezpieczenie gazowo-podmuchowe dla transformatorów o mocy 1000 kVA i wyżej wykonuje się jako dwustopniowe, przy czym pierwszy stopień działa na sygnał, a drugi na wyłączenie wszystkich wyłączników transformatora. Ponieważ często impuls na wyłączenie bywa bardzo krótki, przeto stosuje się pośredniczący przekaźnik pomocniczy w układzie z podtrzymaniem impulsu. Dla transformatorów wnętrzowych o mocy 315 kVA i wyżej stosuje się zabezpieczenia gazowo-podmuchowe, jeżeli są one wyposażone w wyłączniki. Przy braku wyłączników w stacjach ze stałą obsługą — zabezpieczenie to może działać tylko na sygnał. Dla transformatorów o mocy do 1000 kVA instaluje się zabezpieczenie gazowo-podmuchowe 1″, do 10 000 kVA — 2″, powyżej 10 000 kVA — 3″. Dla transformatorów o mocy od 315 kVA do 1000 kVA zaleca się wykonywać — jako wyposażenie dodatkowe — wstawki zamiast przekaźnika gazowo-podmuchowego 1″ wraz z połączeniami. Wstawki będą używane dla tych transformatorów wnętrzowych, dla których nie ma możliwości zastosowania przekaźnika gazowo-podmuchowego.

Praktyka eksploatacyjna wykazuje, że zawarte w „Instrukcji eksploatacji transformatorów mocy" przepisy nie zawsze są przestrzegane, jak np. rura, w której zainstalowany jest przekaźnik gazowo-podmuchowy i która łączy transformator z konserwatorem, nie zawsze ma nachylenie co najmniej 2^0; skrzynia transformatora powinna być ustawiona z nachyleniem pokrywy 1 do $1{,}5^0$ w celu ułatwienia przedostawania się gazów do rurociągu i przekaźnika; róg transformatora, najbliższy rury łączącej transformator z konserwatorem, powinien znajdować się najwyżej; transformatory o mocy powyżej 1000 kVA powinny mieć zawór zaopatrzony we wskaźnik położenia w rurze łączącej konserwator z transformatorem.

W rozdzielniach, w których nie ma prądu stałego, można do zasilania obwodów — wyłączającego i sygnalizującego — przekaźnika gazowo-podmuchowego użyć w wyjątkowych przypadkach przekładnika napięciowego. Rozwiązanie takie nie daje jednak gwarancji zadziałania zabezpieczenia przy dużym obniżeniu napięcia. Lepszym rozwiązaniem byłoby zastosowanie zasilania napięciowego i prądowego, jednakże układ taki nie jest stosowany wskutek trudności związanych z wykonaniem odpowiedniego przekaźnika gazowo-podmuchowego.

i) Urządzenia chłodzące. Transformatory, w zależności od warunków ich pracy, są wyposażone w różnego rodzaju urządzenia do chłodzenia. Jeżeli wyeliminować z rozważań transformatory suche i olejowe z chłodzeniem naturalnym, to pozostaną dwa sposoby chłodzenia wymagające dodatkowych urządzeń. Pierwszy sposób, stosowany obecnie w bardzo małym zakresie, polega na sztucznym obiegu oleju i zewnętrznym chłodzeniu oleju wodą; drugi — szeroko stosowany — polega na powierzchniowym chłodzeniu transformatora powietrzem wprowadzonym w ruch przez wentylator, sztuczny ciąg itp. Spotyka się również układy mieszane, np. złożone ze sztucznego chłodzenia powietrznego i sztucznego obiegu oleju albo sztucznego obiegu oleju i zewnętrznego chłodzenia naturalnego.

Dla transformatorów, mających chłodzenie wodne i sztuczny obieg oleju, powinna być uruchomiona sygnalizacja działania pomp olejowych i wodnych, pomiar temperatury oleju przed i za chłodnikiem oraz pomiar temperatury wody na wlocie i wylocie. Sygnalizację taką należy wykonać jako optyczną i akustyczną i doprowadzić ją do nastawni.

Dla dużych jednostek zaleca się zdalny pomiar temperatury; z porównania odczytów temperatury można wnioskować, czy układ chłodzący funkcjonuje sprawnie. Jeżeli np. zwiększy się różnica temperatur między wodą i olejem za chłodnicą przy jednakowym obciążeniu, to świadczy to o zanieczyszczeniu chłodnicy itd. Dla kontroli pracy obiegu urządzenia chłodniczego konieczne są manometry wskazujące ciśnienie oleju i wody. Ciśnienie oleju musi być zawsze wyższe od ciśnienia wody. Należy również sprawdzić, czy w wodzie wypływającej nie ma śladów oleju.

Dla transformatorów chłodzonych powietrzem, wprowadzanym w ruch przez wentylatory, należy wykonać instalację na transformatorze z możliwością sterowania ze stanowiska pracy i z nastawni. Sterowanie wentylatorami może być ręczne lub automatyczne, zarówno przy włączaniu ich, jak i przy wyłączaniu. Sterowanie wentylatorami automatyczne jest celowe przy większej liczbie wentylatorów (ponad 16 sztuk). Wykonuje się je wówczas jako dwugrupowe; dla takiego rozwiązania termometr powinien być wyposażony w trzecią parę styków, służących do nastawiania na odpowiednią temperaturę.

Do włączania wentylatorów od impulsu z termometru (lub ręcznego) służy wyłącznik automatyczny, jeden dla każdej grupy wentylatorów. Wyłącznik automatyczny wyposażony jest w układ sygnalizacji optycznej i akustycznej. Każdy silnik napędowy należy wyposażyć poza tym w wyłącznik automatyczny dla zabezpieczenia silnika od przeciążeń i uszkodzeń.

Całość urządzeń zabezpieczających i sterowniczych powinna być umieszczona w specjalnie do tego celu wykonanej szafie. Zaleca się hermetyczne wykonanie szafy; w przypadku wykonania niehermetycznego należy wyposażyć szafę w odpowiednią wentylację i ogrzewanie (grzejnik ok. 200 W). Wszystkie przewody powinny być wyprowadzone z szafy od dołu.

3. Pomiar temperatury.

Jednym z podstawowych zagadnień, od których zależy prawidłowa praca maszyn elektrycznych, jest utrzymanie ich temperatury na odpowiednim poziomie. Przy wyposażeniu transformatorów zwraca się uwagę na urządzenia służące z jednej strony do zagwarantowania utrzymania dopuszczalnej temperatury, z drugiej strony — do sygnalizowania, że temperatura została przekroczona. Ponieważ dopuszcza się — w razie zakłóceń w pracy — przeciążenie transformatorów od 10 do 35% w ciągu 2 godzin (w zależności od rodzaju chłodzenia transformatora) aż do 140% — 200% w ciągu 2 minut, przeto należy umożliwić kontrolę oraz rejestrację temperatury maksymalnej.

Pomiar temperatury dokonywa się za pomocą termoelementów (umieszczonych bezpośrednio w uzwojeniach), modeli cieplnych oraz termometrów. Zastosowanie termometru do pomiaru temperatury nie wyczerpuje zagadnienia, ponieważ przy szybko rozwijających się przeciążeniach temperatura uzwojeń różni się znacznie od temperatury oleju. Znacznie dokładniejszy obraz temperatury uzwojeń dają termoelementy, ale należałoby zwracać uwagę na ich jakość, ponieważ ewentualna naprawa uszkodzonego termoelementu jest możliwa (i to nie we wszystkich przypadkach) dopiero po wyjęciu transformatora z oleju. Jednym z najskuteczniejszych sposobów pomiaru temperatury jest zastosowanie tzw. modelu cieplnego. Prototyp modelu cieplnego transformatora o stałej czasu $t = 14$ min. wykonano w kraju. Według doświadczenia energetyki wprowadzenie modelu cieplnego jest bardzo ważne i pilne.

Dla transformatorów o mocy 5000 kVA i wyżej zabezpieczenie termometryczne powinno być wykonane z pomiarem zdalnym i sygnalizacją temperatury maksymalnej i ewentualnie minimalnej *). Zabezpieczenie termometryczne dla transformatorów o mocy poniżej 5000 kVA powinno być wykonane z sygnalizacją temperatury maksymalnej, lecz bez pomiaru zdalnego. Każdy transformator powinien być bezwzględnie wyposażony w termometr nawet w przypadkach, kiedy ma doskonalsze rozwiązanie pomiaru temperatury, ponieważ przez równoległe zastosowanie termometru uzyskuje się kontrolę (dla stanów ustalonych) działania innych urządzeń do pomiaru temperatury.

W miejscach, gdzie mogą powstać wpływy zmiennego lub ruchomego pola magnetycznego, należy używać zamiast termometrów rtęciowych — termometrów alkoholowych. Należy zapewnić dobrą wymianę ciepła pomiędzy powierzchnią nagrzaną a termometrem, poza tym należy zasłonić termometr wraz z miejscem pomiaru złym przewodnikiem ciepła.

Temperaturę oleju mierzy się termometrem w górnej warstwie. Z tego powodu w pokrywie pudła transformatora powinno być gniazdo termometrowe umożliwiające wstawienie termometru. Gniazdo termometrowe powinno być umieszczone w takim miejscu, aby można było swobodnie odczytywać temperaturę przy jednoczesnym zachowaniu przepisów BHP.

Wzrost temperatury oleju jest niejednokrotnie wskaźnikiem uszkodzenia transformatora; jeżeli np. różnica między temperaturą przewidywaną dla danych warunków pracy

*) W myśl „Instrukcji eksploatacji transformatorów mocy" drugi stopień zabezpieczenia termometrycznego nastawiony na 90°C działa na wyłączenie; jest to niesłuszne i na podstawie doświadczenia eksploatacyjnego można stwierdzić, że było w szeregu przypadków przyczyną niewybiorczego wyłączenia transformatora.

a zmierzoną przekracza 10^0C lub jeżeli wzrost temperatury jest szybki (przy prawidłowo działających urządzeniach chłodczych i stałym obciążeniu), to należy transformator wyłączyć i zbadać, gdyż występuje wówczas prawdopodobieństwo zwarcia zwojów lub stan żelaza rdzenia jest zły. Należy ściśle przestrzegać wyposażenia w termometry szczególnie transformatorów przeznaczonych do pracy w stacjach bez obsługi, gdzie kontrola temperatury prowadzona jest jedynie okresowo. Termometry bezstykowe powinny być zaopatrzone w maksymalny wskaźnik umożliwiający rejestrację najwyższej temperatury.

4. Instalacja elektryczna zmontowana na transformatorze.

Instalacja elektryczna dla urządzeń przekaźnikowych, pomiarowych, sterowania, sygnalizacji oraz chłodzenia powinna być wykonana w mocnych rurkach stalowych zamocowanych na powierzchni skrzyni i pokrywy transformatora. Instalacja powinna być wykonana w sposób gwarantujący zabezpieczenie przewodów od oleju; szczególnie dotyczy to przewodów do zabezpieczenia gazowo-podmuchowego. Przewody mogące zetknąć się z olejem powinny być owinięte izolacją odporną na olej lub pomalowane lakierem odpornym na olej. Wszystkie przewody, kable i zaciski powinny być dokładnie i zgodnie ze schematem oznaczone, a przekaźniki, wyłączniki i silniki powinny być opisane. Opisy i oznaczenia powinny być wykonane w sposób gwarantujący ich trwałość.

5. Urządzenia do sterowania i sygnalizacji dla przełącznika zaczepów.

W stacjach z obsługą należy wykonać instalację umożliwiającą zdalne sterowanie przełącznikiem zaczepów. Urządzenie do sterowania powinno być wyposażone we wskaźniki położenia zaczepów, sygnalizację zmiany zaczepu i licznik przełączeń. Przełącznik zaczepów powinien być zabezpieczony przekaźnikiem gazowo-podmuchowym o konstrukcji umożliwiającej swobodne wydostawanie się na zewnątrz gazów, powstających normalnie przy przełączaniu.

6. Dokumentacja.

Każdy transformator musi mieć swoją księgę opisową. Instrukcja eksploatacji transformatorów energetycznych zawiera szczegółowe żądania co do dokumentacji, jak np. protokóły prób i zdawczo-odbiorcze, orzeczenia laboratoryjne, notatki o suszeniu, rewizjach i kontrolach, schematy i rysunki, instrukcje i wykaz części zapasowych. W praktyce prawie zawsze zdarzają się braki w dokumentacji, należy więc sprawdzać, czy dokumentacja jest kompletna. Przy eksploatacji trzeba mieć na względzie, że pewne urządzenia lub ich elementy, stanowiące wyposażenie transformatorów, są znormalizowane, jak np. gniazdo-termometrowe, kominek, olejowskaz, wstawka na miejsce przekaźnika gazowo-podmuchowego, zawór duży, zawór mały i inne.

7. Zabezpieczenia przekaźnikowe transformatorów.

Zabezpieczenia przekaźnikowe transformatorów mają za zadanie odłączyć transformator od jego źródeł zasilania energią elektryczną w przypadku uszkodzenia. Zabezpieczenia przekaźnikowe mają również sygnalizować powstanie nienormalnego stanu pracy zabezpieczonego transformatora.

Zabezpieczenia przekaźnikowe powinny a) zapewnić wybiorcze działanie, b) spełniać wymagania czułości we wszystkich możliwych warunkach pracy transformatora, c) działać pewnie i szybko.

W transformatorach występują następujące rodzaje zakłóceń i nienormalnych stanów pracy: a) zwarcia jednofazowe do ziemi i międzyzwojowe w jednej fazie, b) zwarcia dwufazowe, c) zwarcia trójfazowe, d) zwarcia między uzwojeniami różnych napięć, e) przerwa w obwodzie, f) przegrzanie lub wytopienie rdzenia, g) uszkodzenie izolacji uzwojeń transformatora na skutek przepięć atmosferycznych, h) przegrzanie izolacji spowodowane bądź długotrwałym, niedopuszczalnym przeciążeniem transformatora, bądź niewystarczającym chłodzeniem, i) obniżenie poziomu oleju.

Dla uchronienia transformatorów od złych skutków tych zakłóceń i nienormalnych stanów pracy zabezpiecza się je w następujący sposób:

1) zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniach wywołanych zwarciami zewnętrznymi,

2) zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych i zwarć międzyzwojowych w uzwojeniach i na ich wyprowadzeniach,

3) zabezpieczenie od zwarć z ziemią,

4) zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniach wywołanych przeciążeniami ruchowymi,

5) zabezpieczenie od obniżenia poziomu oleju i uszkodzeń wewnątrz skrzyni transformatora,

6) zabezpieczenie termometryczne.

Dwa ostatnie rodzaje zabezpieczeń wchodzą w skład wyposażenia transformatora i były już omówione w pierwszej części artykułu. Tu zatrzymamy się bliżej na czterech pierwszych, rozpatrując je z punktu widzenia nowoczesnych układów obecnie stosowanych oraz układów zabezpieczeń, które jeszcze w polskiej energetyce nie są stosowane, lecz obecnie znajdują się w badaniu.

1) Zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniach wywołanych zwarciami zewnętrznymi. Zabezpieczenie to stosuje się w różnych układach w zależności od mocy, rodzaju i sposobu pracy transformatora, a mianowicie:

a) dla transformatorów (o mocy 1000 kVA i wyżej) podwyższających napięcie — zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe trójfazowe zwłoczne z trójfazową blokadą napięciową;

b) dla transformatorów (o mocy 1000 kVA i wyżej) wielouzwojeniowych zasilanych z kilku stron — zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe trójfazowe zwłoczne kierunkowe, jeżeli jest to uwarunkowane wymaganiami wybiorczości;

c) dla transformatorów (o mocy 1000 kVA i wyżej) obniżających napięcie — zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe trójfazowe zwłoczne;

d) dla transformatorów (o mocy 1000 kVA i wyżej) obniżających napięcie pracujących równolegle — zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe trójfazowe zwłoczne z trójfazową blokadą napięciową w przypadkach, kiedy jest to uwarunkowane wymaganiami czułości;

e) dla transformatorów (o mocy 1000 kVA i wyżej) dwuuzwojeniowych, obniżających napięcie, pracujących na dwie oddzielne sekcje — zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe trójfazowe zwłoczne po stronie zasilania i każdej sekcji;

f) dla transformatorów (o mocy poniżej 1000 kVA, lecz nie niższej od 315 kVA wyposażonych w wyłączniki) zarówno podwyższających, jak i obniżających napięcie — zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe trójfazowe lub dwufazowe zwłoczne.

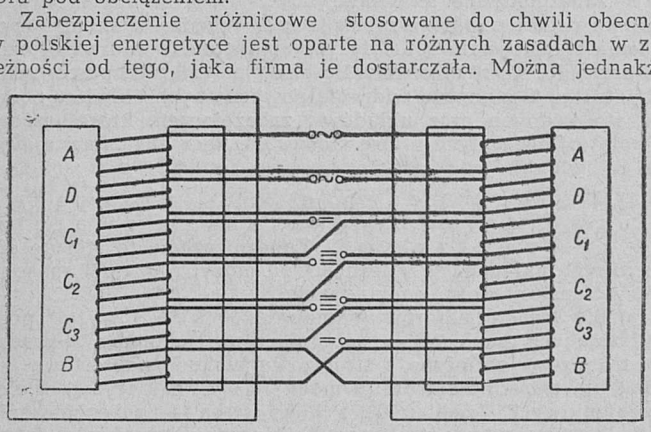
Wspólną cechą charakterystyczną dla powyższych układów jest odstrojenie ich od niewybiorczych wyłączeń, mogących powstać przy krótkotrwałych przeciążeniach, np. od prądu samorozruchu silników itp. Odstrojenie od niewybiorczych wyłączeń można uzyskać przez odpowiednie zanieczulenie prądowe, jednakże zbyt duże zanieczulenie prądowe może spowodować to, że zabezpieczenie nie będzie wystarczająco czułe na szereg zwarć o mniejszych prądach zwarciowych; dotyczy to szczególnie dużych transformatorów.

W celu podwyższenia czułości zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego przy zwarciach stosuje się dla wielu układów pracy transformatora blokowanie napięciowe. Zastosowanie blokowania napięciowego uniemożliwia zadziałanie zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego przy przeciążeniach, którym nie towarzyszy trwające odpowiednio długo (około 6 sek.) znaczne załamanie się napięcia (średnio o około 30% od znamionowego). Zastosowanie takiego układu zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego przyczyniło się w dużym stopniu do zmniejszenia liczby niewybiorczych wyłączeń transformatorów. Układ zabezpieczenia z blokadą napięciową wprowadzono do eksploatacji w 1951 r. i obecnie znalazł on powszechne zastosowanie.

2) Zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych i zwarć międzyzwojowych w uzwojeniach i na ich wyprowadzeniach. Obok zabezpieczenia gazowo-podmuchowego, które mimo swej prostoty i pewności w działaniu ma brak, a mianowicie nie zabezpiecza transformatora od zwarć na zaciskach i połączeniach między transformatorem a jego wyłącznikami, należy stosować zabezpieczenie różnicowe wzdłużne. Stosowanie zabezpieczenia różnicowego ogranicza się w zasadzie do transformatorów samotnie pracujących o mocy 5000 kVA i wyżej oraz dla transformatorów pracujących równolegle o mocy 2000 kVA i wyżej przy łącznej ich mocy 10 000 kVA i wyżej w celu wybiorczego wyłączenia uszkodzonego transformatora.

Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne powinno być wykonane w sposób umożliwiający jego czułe nastawienie prądowe; działa ono na wyłączenie wszystkich wyłączników transformatora. Dla umożliwienia wybiorczej i czułej pracy zabezpieczenia różnicowego należy wykonać je tak, aby ono nie powodowało zbędnych wyłączeń przy udarach prądu magnesującego transformatora oraz przy regulowaniu przekładni transformatora pod obciążeniem.

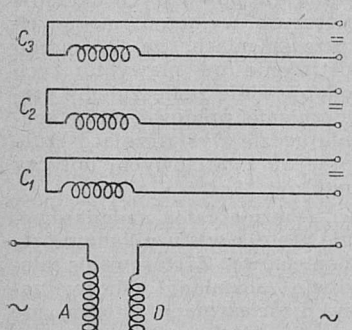
Zabezpieczenie różnicowe stosowane do chwili obecnej w polskiej energetyce jest oparte na różnych zasadach w zależności od tego, jaka firma je dostarczała. Można jednakże



Rys. 1. Transduktor dwurdzeniowy

stwierdzić, że żaden z dotychczas stosowanych rodzajów tego zabezpieczenia nie spełnia bardzo ważnego warunku, a mianowicie pracy bezzwłocznej. Obecnie stosowanym zabezpieczeniem z najmniejszą zwłoką, wahającą się od 0,1 do 0,2 s, jest zabezpieczenie różnicowe stabilizowane typu TG. Większość natomiast zabezpieczeń różnicowych dotychczas stosowanych w kraju wyłącza ze stosunkowo dużą zwłoką, dochodzącą do 0,7 s. Zwłoka przy wyłączaniu uszkodzonego transformatora powiększa znacznie rozmiar uszkodzeń i — co ważniejsze — wpływa niejednokrotnie na rozpadnięcie się pracy równoległej współpracujących elektrowni. Poza tym zabezpieczania linii przesyłowych otrzymują dodatkowe zwłoki, uwzględniające zwłokę zabezpieczenia różnicowego transformatorów.

W celu uniknięcia stosowania kosztownego i na ogół skomplikowanego, zwłocznego zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego będzie zastosowane w energetyce zabezpieczenie od uszkodzeń — połączonych ze zwarciem do kadłuba transformatora z uziemionym punktem zerowym — wykonane za pomocą zabezpieczenia nadmiarowo - prądowego, przyłączonego do przekładnika prądowego, który jest zainstalowany w przewodzie uziemiającym transformator. Dla takiego zabezpieczenia transformator wraz z jego wyposażeniem musi być odizolowany od ziemi, co w większości przypadków jest łatwe do osiągnięcia. Całość zabezpieczenia jest prosta i składa się z następujących elementów produkowanych w kraju: przekładnik prądowy, przekaźnik nadmiarowo-prądowy bezzwłoczny, przekaźnik pomocniczy dający impuls na wyłączenie oraz sygnał.



Rys. 2. Schemat połączeń transduktora

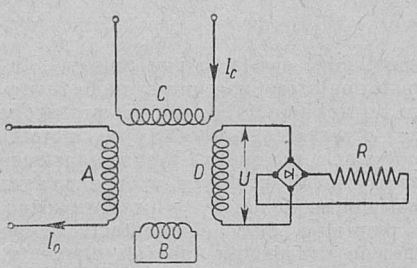
3) Zabezpieczenie od zwarć z ziemią. Zabezpieczenie to dla transformatorów podwyższających napięcie, o mocy 1000 kVA i wyżej, od strony uzwojenia przyłączonego do sieci z dużym prądem zwarciowym z ziemią, powinno być wykonane jako zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne, przyłączone do przekładnika prądowego w przewodzie uziemiającym punkt zerowy; działanie tego zabezpieczenia wyłącza wyłącznik transformatora. Zabezpieczenie to w przypadku skasowania uziemienia transformatora powinno być wykonane jako zabezpieczenie napięciowe zwłoczne, przyłączone do filtru składowej zerowej napięcia. Zabezpieczenie od zwarć z ziemią służy jako rezerwowe dla zabezpieczenia ziemnozwarciowego sieci. Zabezpieczenie to jest stosowanie w Polsce dopiero od niedawna. Za stosowaniem go przemawia ta okoliczność, że przy zwarciu doziemnym uzwojenia transformatora prąd w miejscu zwarcia przedstawia duże niebezpieczeństwo dla transformatora.

4) Zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniach wywołanych przeciążeniami ruchowymi. Obok zabezpieczenia termometrycznego lub zabezpieczenia wykonanego w formie modelu cieplnego zaczęto od 1951 r. stosować dla transformatorów o mocy 1600 kVA i wyżej zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniach w przypadku groźnych przeciążeń ruchowych. Zabezpieczenie to jest wykonane jako nadmiarowo-prądowe jednofazowe, zwłoczne, działające tylko na sygnał. Znaczenie tego zabezpieczenia jest bardzo istotne dla prawidłowej eksploatacji transformatorów szczególnie tych, które mają zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne z blokadą napięciową i mogą ulegać przeciążeniu. Zwłokę zabezpieczenia należy tak nastawić, aby uniknąć niepotrzebnej sygnalizacji związanej ze zwarciami zewnętrznymi albo z odciążaniem. Dzięki temu zabezpieczeniu ułatwione jest niejednokrotnie prowadzenie analizy pracy transformatora, ponieważ przekaźnik zwłoczny sygnalizuje — za pomocą wskazówki holowanej — każdorazowo czas zwiększonego przepływu prądu przez transformator.

8. Zabezpieczenia transduktorowe.

Transduktor składa się z rdzenia magnetycznego z nawiniętymi uzwojeniami roboczymi i sterującymi. Uzwojenia robocze są wzbudzane prądem zmiennym, uzwojenia zaś sterujące — prądem stałym. Transduktor w pracy swej stanowi zmienną oporność pozorną dla prądów płynących w uzwojeniach roboczych, której wartość jest zmieniana za pomocą prądu uzwojeń sterujących *).

Na rys. 1 pokazany jest transduktor z dwoma rdzeniami, a na rys. 2 jego schemat. Charakterystyki transduktora zależne są w znacznym stopniu od materiału rdzenia, jego kon-



Rys. 3. Transduktor prądowy

strukcji oraz rozmieszczenia uzwojeń. Zastosowanie stopów o wysokiej przenikalności magnetycznej nie zawsze znajduje techniczne, a w szczególności ekonomiczne uzasadnienie. Często wykonanie rdzenia ze stopu o niezbyt wysokiej przenikalności magnetycznej, np. z blachy transformatorowej, pozwala już na uzyskanie pożądanej charakterystyki przekaźnika transduktorowego i przyczynia się do znacznego obniżenia kosztów.

W CSR fabryka Krziżik opracowała i wykonała z normalnej blachy transformatorowej transduktory do pomiarów bardzo dużych natężeń prądów stałych (rzędu kilku tysięcy amperów), przy czym uzyskano dobre wyniki. Najlepsza byłaby konstrukcja rdzenia o pierścieniowym wykroju blach, lecz takie rozwiązanie wymaga na ogół ręcznego nawijania uzwojeń. Powszechnie stosuje się rdzenie układane na zakładkę. W celu uzyskania jak najmniejszego rozproszenia, co jest szczególnie ważne w transduktorach prądowych, w których zastosowane amperozwoje mogą być bardzo duże, stosuje się rozwiązania z nałożonymi na siebie uzwojeniami.

W celu uzyskania najlepszej pracy i najbardziej ekonomicznej konstrukcji transduktora powinny być spełnione następujące warunki:

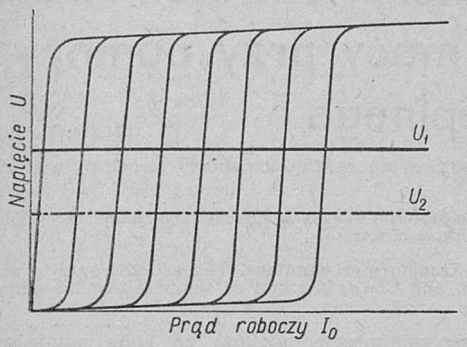
1) współczynnik przenikalności magnetycznej rdzenia powinien być w strefie nienasyconej jak największy, w strefie zaś nasyconej — jak najmniejszy;

2) przejście od stanu nienasycenia do stanu nasycenia powinno być jak najostrzejsze, gdyż ma znaczny wpływ na zakres amperozwojów, powyżej którego uzyskuje się zadowalającą pracę;

*) Edgley R. K. The application of transductors as relays to protective gear (Proceed. Inst. of Electr. Engin., 1952, VIII, 297).

3) rozproszenie powinno być zredukowane do minimum.

W technice zabezpieczeń przekaźnikowych stosowane są przeważnie transduktory prądowe ze względu na ich korzystną charakterystykę regulacyjną. W niektórych jednak przypadkach mogą być użyte transduktory napięciowe, a nawet,

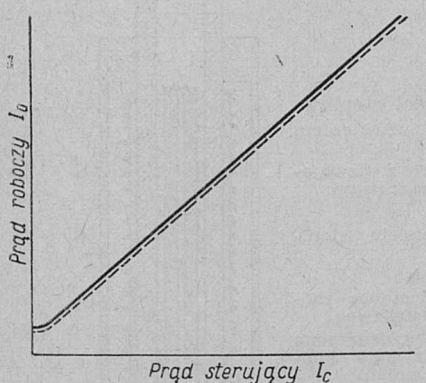


Rys. 4. Charakterystyka transduktora napięciowo-prądowa
U_1 U_2 — linie obciążenia odpowiadające różnym najmniejszym napięciom zadziałania przekaźnika

gdy przekaźnik ma spełniać szczególnie skomplikowane zadanie, transduktor może mieć zasilanie napięciowe i prądowe. W transduktorze prądowym prąd wejściowy jest zmienną niezależną; w uzwojeniach sprężonych z uzwojeniem wejściowym płyną prądy (w zasadzie działania przekaźnika prądowego) wywołujące amperozwoje skierowane przeciwnie. Strumienie magnetyczne w rdzeniach określone są amperozwojami wypadkowymi oraz stanem magnetycznym. Uzwojenie sprzęgające, działające również jako uzwojenie wygładzające, spełnia zasadniczy cel wzajemnego powiązania zmian strumienia w obu częściach obwodu magnetycznego.

W celu dokonania oceny możliwości zastosowania transduktorów w technice zabezpieczeń przekaźnikowych należy rozpatrzyć podstawowe charakterystyki pracy, to znaczy wyjaśnić sposoby uczulenia przekaźnika na rozmaite impulsy podawane z przekładników prądowych. Transduktory o zasilaniu prądowym pracują w układzie równoległym (rys. 3), co znaczy, że połączenia uzwojenia roboczego transduktora i przekaźnika dokonane są przez prostownik w układzie mostkowym. Jeśli oporność pozorną obciążeniową stanowi przekaźnik, wówczas kryterium jego pracy określone jest linią obciążeniową stałego napięcia uzwojenia roboczego transduktora, przy czym napięcie to odpowiada minimalnym warunkom pracy elementu przekaźnika (rys. 4).

Charakterystyka prądu roboczego w zależności od prądu sterującego otrzymana z linii obciążeniowej przedstawiona jest na rys. 5. Charakterystyka ta daje wartości prądu magnesu-

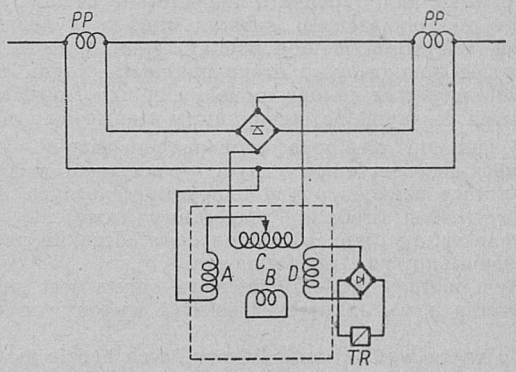


Rys. 5. Charakterystyki regulacyjne
Linia ciągła — dla najmniejszego napięcia zadziałania przekaźnika (U_1 na rys. 4)
Linia przerywana — dla najmniejszego napięcia zadziałania przekaźnika (U_2 na rys. 4)

jącego transduktora, potrzebnego do pracy przekaźnika przy rozmaitych wartościach prądu sterującego. Jeżeli oporność pozorna przekaźnika jest duża w porównaniu z opornością pozorną magnesowania transduktora, to krzywa ta przedstawia w przybliżeniu całkowitą charakterystykę regulacyjną. Charakterystyka ta ma w szerokim zakresie przebieg prostoliniowy z wyjątkiem jej dolnego końca, przy którym zakrzywienie jest spowodowane wartością prądu magnesującego, pobieranego przez transduktor dla zerowego prądu sterującego. Dla większej liczby uzwojeń sterujących charakterystyka regulacyjna przedstawiona na rys. 5 może być zastosowana, jeżeli wartość prądu sterującego zmodyfikuje się stosownie do całkowitej liczby amperozwojów sterujących, wywołanych wszystkimi uzwojeniami sterującymi.

Ponieważ szczególnie ważnym zagadnieniem jest zastosowanie odpowiednich przekaźników dla zabezpieczenia różnicowego transformatorów, przystąpiono w kraju do wykonania odpowiednich zabezpieczeń różnicowych przy zastosowaniu transduktora prądowego. Podstawowy układ dla tego zabezpieczenia zawiera bocznikowo obciążony transduktor prądowy (rys. 6). Przekaźnik jest przyłączony do uzwojenia wyjściowego sprzężonego sposobem transformatorowym z uzwojeniem roboczym. Takie przyłączenie przekaźnika zapobiega znacznemu spadkowi napięcia na oporności czynnej uzwojenia roboczego, występującemu przy znacznych prądach wejściowych, który mógłby być przeniesiony na człon przekaźnikowy i obniżyłby dopuszczalny współczynnik stabilizacji przekaźnika.

Poza tym zaleca się, żeby obwód przekaźnika był w sposób wybiorczy oddzielony od obwodów przekładników prądowych i przewodów pomocniczych żeby uniknąć wystąpienia wyższych napięć na przekaźniku. Ważną rolę odgrywa uzwojenie sprzęgające; uniezależnia ono pracę przekaźnika



Rys. 6. Przekaźnik transduktorowy procentowy, stabilizowany
PP — przekaźnik prądowy
TR — przekaźnik typu telefonicznego

od kąta przesunięcia fazowego między amperozwojami roboczymi i stabilizującymi oraz wywołuje reakcję przekaźnika na wartości raczej średnie, niż szczytowe i w ten sposób powiększa stabilizację. Należy zwracać uwagę, żeby stała czasowa uzwojenia sprzęgającego nie była zbyt duża, gdyż może ona opóźnić wzrost strumienia stabilizującego.

W połączeniu z transduktorem używany jest przekaźnik typu telefonicznego zasilany przez prostownik. Przekaźnik ten reaguje na średnie wartości napięcia wejściowego transduktora (indukcyjność własna członа przekaźnikowego działa wygładzająco na ostre szczyty napięcia). Przekaźnik ma silną konstrukcję i może być wyposażony w cztery pary mocnych styków wyzwalających i wskaźnik klapkowy. Zadziałanie przekaźnika następuje przy zasilaniu mocą 30 do 40 mW, wobec czego rdzeń transduktora nie potrzebuje być duży. Czas działania takiego zabezpieczenia wynosi 30 do 60 ms.

Ponieważ dla zabezpieczenia transformatora wymagana jest zarówno stabilizacja procentowa, jak i stabilizacja składowa prądu stałego (np. od prądów uchybowych przekładników prądowych przy zmianie zaczepów transformatorów), przeto stosuje się układ kaskadowy dwóch transduktorów, jakkolwiek łączny czas działania takiego przekaźnika jest nieco dłuższy. W niektórych przypadkach może być użyty jeden transduktor, jednak można się spodziewać pewnych zakłóceń we współdziałaniu obu stabilizacji, ponieważ kierunek amperozwojów stabilizacji procentowej względem rdzenia jest ustalony, natomiast amperozwoje stabilizacji składową prądu stałego mogą mieć obydwa kierunki zależnie od punktu krzywej napięcia, w którym nastąpi zwarcie. Ogólnie zalecany jest układ z dwoma transduktorami.

Z niniejszego artykułu wynika, że należy nie tylko dbać o odpowiednie wyposażenie transformatorów w znane dotychczas urządzenia, lecz także stale śledzić postęp techniki w tej dziedzinie i wprowadzać do produkcji nowsze urządzenia, które podnoszą pewność ruchu, ułatwiają eksploatację i lepiej zabezpieczają transformatory od uszkodzeń.

XXVII

MGR INŻ. EDWARD SKOWROŃSKI
Zakł. Miern. i Automatyki
Instyt. Elektr.

Pomiar temperatury uzwojeń transformatorów dużej mocy przy pomocy metody modelu cieplnego

621.314:621.3.045:620.179.13

Treść. Artykuł opisuje zaprojektowane przez autora rozwiązanie konstrukcyjne modelu cieplnego i metody pomiaru temperatury w najgorętszym miejscu uzwojenia.

Измерение температуры обмоток в трансформаторах большой мощности при помощи тепловой модели. Описаны конструкция предложенной автором тепловой модели и способы измерения температуры в наиболее нагретом месте обмотки.

Temperature measurement, by means of a thermal model, of high-power transformer windings. The article contains a description of a constructional solution developed by the author for a thermal model, and of the method of temperature measurement in the hottest part of transformer windings.

1. Wstęp.

O trwałości izolacji uzwojeń, a tym samym długotrwałości pracy transmormatora decyduje głównie temperatura najgorętszego miejsca uzwojeń. Metoda jej wyznaczania jest przedmiotem niniejszego referatu.

Istnieje kilka metod pomiaru temperatury uzwojeń transformatorów pod obciążeniem, spośród których wymienić należy przede wszystkim metodę pomiaru średniej temperatury uzwojeń przez pomiar oporu drogą nakładania prądu stałego na prąd zmienny oraz metodę modelu cieplnego, pozwalającą na określenie maksymalnej temperatury transformatora.

Metoda modelu cieplnego wymaga powiązania — pewnym współczynnikiem empirycznym — przyrostu maksymalnej temperatury uzwojeń ponad temperaturę górnych warstw oleju z przyrostem średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę oleju, określoną doświadczalnie przy obciążeniu znamionowym transformatora.

Poza tym metoda modelu cieplnego oparta jest na pewnych założeniach, warunkujących ścisłość wykonywanych pomiarów.

Pomimo wielu wad tej metody, o których będzie mowa niżej, warto ją bliżej poznać ze względu na usługi, które może dać w pewnych przypadkach w eksploatacji transformatorów.

2. Wpływ temperatury uzwojeń transformatora na czas trwania jego eksploatacji.

Według PNE transformator może być tak obciążony, żeby średnia temperatura jego uzwojeń nie przekraczała 105°C, a temperatura oleju 95°C.

Powyższą średnią temperaturę uzwojeń powinno się osiągnąć w transformatorze całkowicie wykorzystanym pod względem cieplnym, tzn. przy trwałym obciążeniu znamionowym i temperaturze chłodzącego powietrza 35°C lub wody chłodzącej 25°C.

W praktyce jednak przeważnie nie osiąga się dopuszczalnej średniej temperatury uzwojeń 105°C z następujących powodów:

1) temperatura czynnika chłodzącego jest na ogół niższa od przewidzianej przez normy i waha się w dość szerokich granicach;

2) obciążenie szczytowe zwykle nie jest ciągłe, lecz trwa tylko przez pewien okres czasu, wskutek czego — dzięki dużej bezwładności cieplnej oleju — nie osiąga się szczytowej temperatury, odpowiadającej danemu szczytowemu obciążeniu.

Normy amerykańskie ustalają przeciętną trwałość transformatora na 7 lat przy temperaturze pracy 105°C. Według poglądów amerykańskich, w zakresie do 150°C, zwiększenie temperatury o 8°C zwiększa dwukrotnie szybkość starzenia się izolacji i — odwrotnie — zmniejszenie temperatury w transformatorze o 8°C przedłuża dwukrotnie trwałość izolacji.

Opierając się na tym założeniu, instrukcje amerykańskie podają przytoczoną w tabl. I wysokość temperatur, których

Tablica I

Czas trwania podwyższonej temperatury (godz.)	1	2	4	8	24
Temperatura najgorętszego miejsca uzwojeń (°C)	150	142	134	126	115

każdorazowe osiągnięcie pociąga za sobą zmniejszenie się teoretycznego czasu służby transformatora o 1%. Tablica ta określa dopuszczalny czas okolicznościowych przeciążeń transformatora i powinna być uwzględniona w eksploatacji.

3. Model cieplny transformatora.

Temperaturę najgorętszego miejsca uzwojeń (t) można rozpatrywać jako sumę pięciu składowych:

$$t = t_o + \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 + \Delta t_4,$$

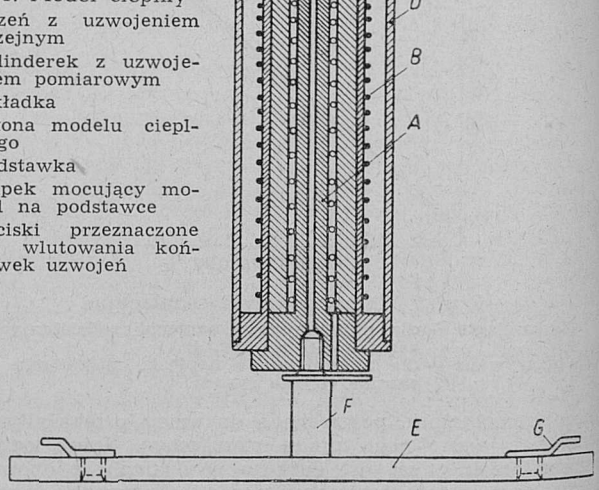
gdzie

t_o — temperatura otoczenia,
Δt_1 — przyrost średniej temperatury oleju ponad temperaturę otoczenia,
Δt_2 — przyrost maksymalnej temperatury oleju ponad średnią temperaturę oleju,
Δt_3 — przyrost średniej temperatury uzwojenia ponad maksymalną temperaturę oleju,
Δt_4 — przyrost maksymalnej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę uzwojenia,

lub inaczej

$t_o + \Delta t_1$ — średnia temperatura oleju,
$t_o + \Delta t_1 + \Delta t_2$ — maksymalna temperatura oleju,
$t_o + \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3$ — średnia temperatura uzwojenia,
$t_o + \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 + \Delta t_4$ — maksymalna temperatura uzwojenia.

Przyrost $(\Delta t_1 + \Delta t_2)$ jest w przybliżeniu proporcjonalny do $\sqrt[5]{S^4}$, gdzie S jest sumą strat w żelazie i miedzi transformatora. Przyrost ten przy zmianie obciążenia transformatora



Rys. 1. Model cieplny
A — rdzeń z uzwojeniem grzejnym
B — cylinderek z uzwojeniem pomiarowym
C — wkładka
D — osłona modelu cieplnego
E — podstawka
F — słupek mocujący model na podstawce
G — zaciski przeznaczone do wlutowania końcówek uzwojeń

osiąga nowy stan równowagi po upływie kilku do kilkunastu godzin.

Natomiast przyrosty Δt_3 i Δt_4 są w przybliżeniu proporcjonalne do obciążenia transformatora w potędze około 1,6

i ich wartości przebiegają ze zmianą obciążenia według funkcji wykładniczej o stałej czasu zawartej w granicach kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu minut (dla największych transformatorów).

Maksymalną temperaturę oleju łatwo się wyznacza przy pomocy dowolnego termometru, umieszczonego w kieszeni termometrowej transformatora, można bowiem przyjąć, iż maksymalna temperatura oleju panuje w jego górnych warstwach na wysokości około 20 cm od pokrywy.

Średnią temperaturę oleju dogodnie jest wyznaczać ze wskazań kilku (np. pięciu) termopar, umieszczonych symetrycznie i w równych od siebie odległościach wzdłuż ściany skrzyni transformatora. Taki pomiar dawał dobre wyniki, jeżeli oporność uzwojenia oceniało się według zmierzonej w ten sposób średniej temperatury oleju zimnego transformatora.

Dopiero przy określaniu przyrostu temperatury $(\Delta t_3+\Delta t_4)$ w czasie obciążenia transformatora, napotyka się na poważne trudności, pokonywalne zresztą przy pewnych założeniach, przy pomocy modelu cieplnego.

Model cieplny jest to przekaźnik zaopatrzony w dwa uzwojenia — jedno grzejne, a drugie pomiarowe, z których pierwsze jest zasilane prądem proporcjonalnym do obciążenia transformatora.

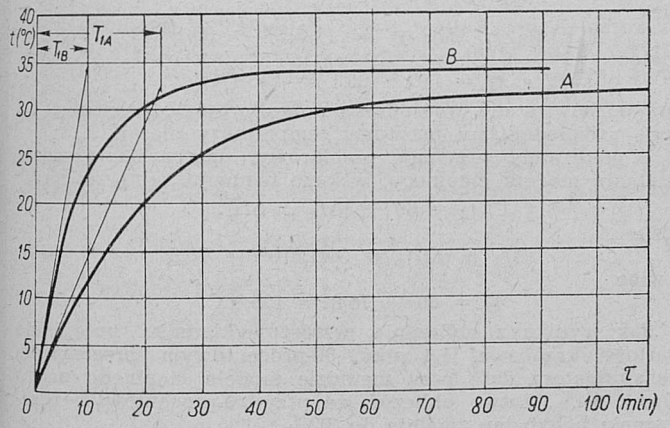
Zaprojektowany przez autora model cieplny podany jest na rys. 1.

W celu zapewnienia prawidłowej pracy model cieplny musi spełniać trzy zasadnicze warunki, a mianowicie:

1) obciążenie znamionowe modelu cieplnego, odpowiadające obciążeniu znamionowemu transformatora, powinno powodować powstawanie takiego samego przyrostu temperatury w uzwojeniu pomiarowym modelu, jak obciążenie znamionowe transformatora w uzwojeniu transformatora;

2) stała czasu nagrzewania modelu powinna być równa stałej czasu nagrzewania uzwojenia transformatora względem oleju (zakładamy, iż stałe czasu nagrzewania i stygnięcia uzwojenia transformatora są sobie równe);

3) wykładnik potęgi zmian temperatury ze zmianą obciążenia modelu powinien być równy wykładnikowi potęgi zmian temperatury ze zmianą obciążenia w uzwojeniu transformatora.



Rys. 2. Krzywe nagrzewania modelu cieplnego

A — przy wsuniętej wkładce *C*
B — przy wkładce *C* wysuniętej o 50 mm
T_{1A}, T_{1A} — stałe czasowe modelu cieplnego

Pokazany na rysunku model cieplny odpowiada wymaganiom i spełnia wymienione warunki w sposób następujący:

1) temperaturę modelu cieplnego można dowolnie zmieniać przez zmianę wartości prądu przepływającego przez uzwojenie grzejne, o czym będzie mowa niżej;

2) stałą czasu modelu cieplnego można zmieniać w dość szerokich granicach przez stopniowe wysuwanie wkładki *C* (dla wykonanego modelu regulacja stałej czasu wynosi od 10 do 22 minut); dalsze rozszerzenie zakresu regulacji stałej czasu można osiągnąć przez zmianę wymiarów modelu, a przede wszystkim odległości między uzwojeniem grzejnym i pomiarowym;

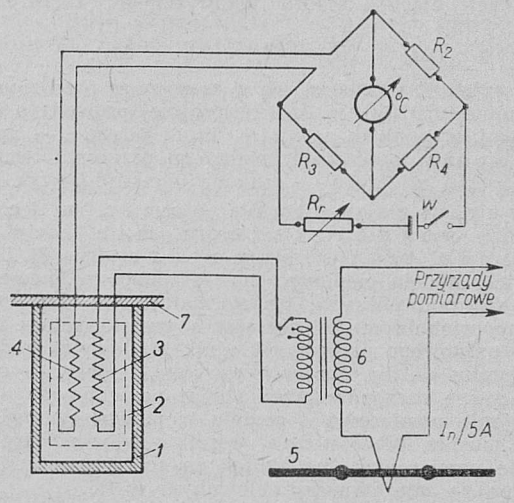
3) wykładnik potęgi zmian temperatury ze zmianą obciążenia daje się regulować w modelu cieplnym przez dobieranie odpowiedniego materiału na uzwojenie grzejne (dla konstantanu wykładnik ten jest równy około 1,6, a więc odpowiada dużym transformatorom).

4. Układ pomiarowy modelu cieplnego.

Posługując się modelem cieplnym, można w dwojaki sposób wyznaczyć temperaturę najgorętszego miejsca uzwojenia, a mianowicie:

1) umieszczając model cieplny, na który działa dodatkowo przyrost temperatury $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$, w oleju o temperaturze $t_0 + \Delta t_1 + \Delta t_2$;

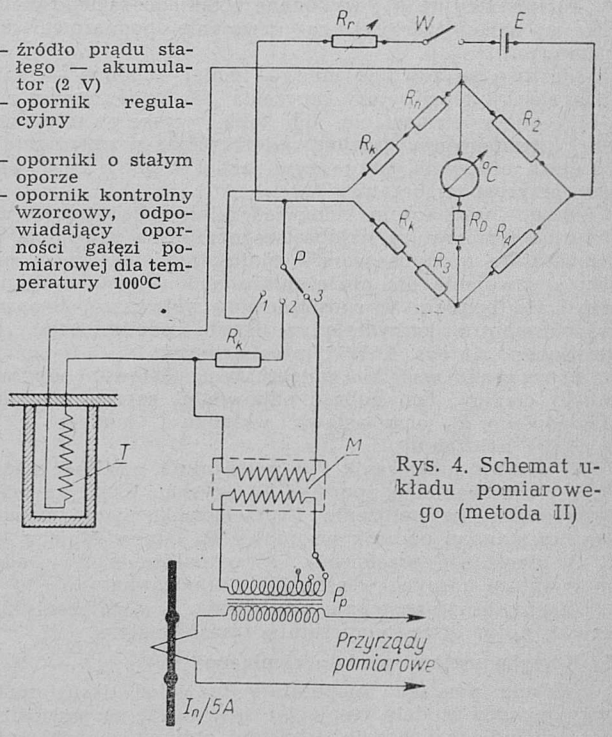
2) umieszczając model cieplny poza transformatorem i sumując przyrost temperatury $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$, działający na jego uzwojenie pomiarowe z temperaturą oleju $t_0 + \Delta t_1 + \Delta t_2$ mierzoną termometrem oporowym.



Rys. 3. Schemat układu pomiarowego (metoda I)

1 — kieszeń termometru
2 — model cieplny
3 — uzwojenie grzejne
4 — uzwojenie pomiarowe
5 — przekładnik prądowy
6 — przekładnik prądowy pośredni
7 — pokrywa transformatora

W obu przypadkach konieczna jest znajomość przyrostu temperatury najgorętszego miejsca uzwojenia ponad temperaturę górnych warstw oleju, a więc wielkość $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$ oraz znajomość stałej czasu nagrzewania uzwojenia względem oleju *T*.



Rys. 4. Schemat układu pomiarowego (metoda II)

E — źródło prądu stałego — akumulator (2 V)
R_r — opornik regulacyjny
R_2, R_3, R_4 — oporniki o stałym oporze
R_n — opornik kontrolny wzorcowy, odpowiadający oporności gałęzi pomiarowej dla temperatury 100°C
R_k — opornik kompensacyjny o zmiennym oporze
T — termometr oporowy
M — model cieplny transformatora
P_p — przekładnik prądowy pośredni
°C — wskaźnik temperatury (miliwoltomierz)
P — przełącznik

Przyrost temperatury $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$ dogodnie jest wyznaczyć z krzywej nagrzewania lub stygnięcia uzwojenia, obliczając średnią temperaturę uzwojenia z przyrostu oporu.

Z różnicy — średnia temperatura uzwojenia minus średnia temperatura oleju dla ustalonego obciążenia transformatora — otrzymujemy wartość $(\Delta t_2 + \Delta t_3)$.

Przyrost maksymalnej temperatury uzwojenia ponad maksymalną temperaturę oleju oblicza się z uzyskanej wartości według następującego wzoru empirycznego, zaczerpniętego z literatury [3]:

$$(\Delta t_3 + \Delta t_4) \cong 1{,}1 \cdot (\Delta t_2 + \Delta t_3).$$

Stałą czasu T wyznacza się z czasowego przebiegu przyrostu temperatury $(\Delta t_2 + \Delta t_3)$, najprościej prowadząc styczną do krzywej w punkcie zerowym, która odetnie — na przesuniętej do góry, o wartość ustalonego przyrostu temperatury $(\Delta t_2 + \Delta t_3)$ osi czasu — szukaną wielkość T (rys. 2).

a) Pierwsza metoda pomiaru temperatury najgorętszego miejsca w uzwojeniu transformatora (rys. 3). Uzwojenie grzejne modelu cieplnego umieszczonego w kieszeni termometrowej pod pokrywą transformatora jest zasilane prądem proporcjonalnym do obciążenia transformatora z przekładnika prądowego przez przekładnik prądowy pośredni. Regulacja prądu — dla dobrania warunków pracy — odbywa się za pomocą zaczepów przekładnika pośredniego.

Uzwojenie pomiarowe *4* modelu cieplnego stanowi jedną z gałęzi mostka Wheatstone'a, wszelkie więc zmiany oporu uzwojenia pomiarowego na skutek zmian temperatury są rejestrowane na mierniku wyskalowanym w ^{0}C.

b) Druga metoda pomiaru temperatury najgorętszego miejsca uzwojenia transformatora. Schemat układu do pomiaru temperatury uzwojeń transformatorów, opartego na zasadzie działania modelu cieplnego umieszczonego poza transformatorem, jest przedstawiony na rys. 4.

Ponieważ model cieplny jest umieszczony poza transformatorem i działa nań zmienna temperatura otoczenia wraz z przyrostem temperatury $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$, przeto w celu wyeliminowania uchybu spowodowanego dodatkowym wpływem temperatury otoczenia, umieszczono w gałęziach mostka opory kompensacyjne R_k, wykonane z takiego samego materiału i o tej samej wartości, co uzwojenie pomiarowe modelu cieplnego.

Możliwe są również inne — mniej dogodne — sposoby kompensacji temperatury otoczenia, jak umieszczenie modelu cieplnego w termostacie, lub takie wyskalowanie modelu, żeby „temperatura grzejna" wielokrotnie przewyższała temperaturę otoczenia, przy czym model cieplny musi wskazywać przyrost temperatury $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$.

Mając wyznaczony doświadczalnie dla transformatora przyrost temperatury najgorętszego miejsca uzwojenia ponad temperaturę górnych warstw oleju oraz stałą czasu nagrzewania uzwojenia dla obciążenia znamionowego, można przystąpić do pomiaru w sposób ciągły najwyższej temperatury transformatora, korzystając z układu pomiarowego, przedstawionego na rys. 4. W tym celu należy:

1) wykonać wszelkie połączenia i nastawić odpowiednio model cieplny, tzn. dobrać odpowiedni zaczep przekładnika pośredniego P_p oraz ustawić wkładkę C modelu w odpowiednim położeniu;

2) ustawić przełącznik P w położeniu *1*, zamknąć wyłącznik W i przez regulację opornika R_r uzyskać 100^{0}C na mierniku temperatury (w położeniu *1* przełącznika gałąź pomiarową mostka stanowi opornik wzorcowy R_n odpowiadający 100^{0}C);

3) przestawić przełącznik P w położeniu *2* i odczytać temperaturę górnych warstw oleju transformatora;

4) przestawić następnie przełącznik P w położenie *3* i odczytać najgorętszą temperaturę transformatora.

5. Krytyka metody modelu cieplnego.

Metoda pomiaru temperatury uzwojeń transformatorów przy pomocy modelu cieplnego oparta jest na pewnych założeniach, od których zależy ścisłość otrzymywanych wyników.

Do najważniejszych założeń należą: 1) zgodność charakteru przebiegu procesu nagrzewania i chłodzenia uzwojenia transformatora względem oleju; 2) niezmienność stałej czasu T uzwojenia ze zmianą obciążenia transformatora; 3) niezmienność wykładnika potęgi zmian temperatury uzwojenia ze zmianą obciążenia transformatora. Ponadto dokładność metody wyznaczania stałej czasu oraz przyrostu temperatury najgorętszego miejsca transformatora ponad temperaturę górnych warstw oleju ma również zasadniczy wpływ na dokładność metody modelu cieplnego.

Niestety, w praktyce wymienione założenia nie pokrywają się zwykle ze stanem faktycznym:

1) proces nagrzewania uzwojeń transformatora prądem obciążeniowym może przebiegać według krzywej o stałej czasu, różniącej się od stałej czasu stygnięcia uzwojeń, i w takim przypadku, gdy skoki obciążenia transformatora są bardzo częste i stałe, praca przy pomocy modelu cieplnego jest pozbawiona racji bytu;

2) stała czasu nagrzewania lub stygnięcia uzwojeń względem oleju jest funkcją temperatury oleju, co tłumaczy się zmianą lepkości oleju przy zmianie temperatury (lepkość oleju maleje ze wzrostem temperatury, co w konsekwencji zmienia warunki chłodzenia uzwojeń); na szczęście wahania stałej czasu są zawarte w granicach kilku minut i powodują w metodzie modelu cieplnego dopuszczalne kilkuprocentowe uchyby, usprawiedliwione więc jest kontrolowanie temperatury uzwojenia transformatora w okresie cieplnie nieustalonym, od chwili przejęcia przez transformator dodatkowego obciążenia;

3) wykładnik potęgi zmian temperatury uzwojeń ze zmianą obciążenia transformatora zmienia swoją wartość na skutek zmian lepkości oleju, jak również na skutek wzrostu oporu uzwojenia, szczególnie przy krótkich i gwałtownych przeciążeniach transformatora; Sznycer w swojej książce „Nagruzocznaja sposobnost' siłowych transformatorow" podaje, iż dla stosunku $I/I_n = 1{,}4 \div 2$ wykładnik ten waha się w granicach 1,7÷1,8.

O wielkości uchybu powodowanego zmianami wykładnika potęgi zmian temperatury uzwojeń ze zmianą obciążenia transformatora najlepiej może świadczyć następujący przykład.

Załóżmy, że transformator pracuje w okresie zimowym przy ustalonym obciążeniu znamionowym i jego maksymalna temperatura wynosi 90^{0}C, przy czym temperatura górnych warstw oleju jest równa 60^{0}C. Załóżmy dalej, że transformator przejął nagle dodatkowe obciążenie równe 0,8 I_n. Wówczas po ustaleniu się przyrostu temperatury uzwojenia transformator osiągnie maksymalną temperaturę równą

$$t_1 = 60 + (\Delta t_3 + \Delta t_4)_1,$$

gdzie

$$(\Delta t_3 + \Delta t_4)_1 = 30 \cdot (1{,}8)^{1{,}8} = 86{,}1^0\text{C},$$

a więc

$$t_1 = 60 + 86{,}1 = 146{,}1^0\text{C};$$

(przyjęliśmy tu dla wykładnika potęgi wartość krańcową 1,8 i nie uwzględniliśmy przyrostu temperatury oleju).

Wmontowany przyrząd pomiarowy, oparty na zasadzie działania modelu cieplnego, wskaże temperaturę t_2 równą:

$$t_2 = 60 + (\Delta t_3 + \Delta t_4)_2$$

gdzie

$$(\Delta t_3 + \Delta t_4)_2 = 30(1{,}8)^{1{,}6} = 76{,}8,$$

a więc

$$t_2 = 60 + 76{,}8 = 136{,}8^\circ\text{C}.$$

Jak wynika z obliczenia, wzrost wykładnika potęgi do wartości krańcowej 1,8 przy 80-procentowym przeciążeniu transformatora daje przy metodzie modelu cieplnego uchyb równy 6,4%. Łatwo obliczyć, że przy 40-procentowym przeciążeniu uchyb ten zmaleje do 3,2%.

Małe dotychczas stosowanie u nas metody modelu cieplnego tłumaczy się przede wszystkim trudnościami ruchowymi. Praktyka wykazała, że istnieje zwykle małe prawdopodobieństwo wyłączenia z ruchu transformatora dla dokonania na nim — w stanie zwarcia przy prądzie znamionowym — pomiarów stałej czasu uzwojenia oraz przyrostu średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę oleju, co jest konieczne przy korzystaniu z metody modelu cieplnego.

6. Wnioski.

Nie ulega wątpliwości, że obawa przegrzania izolacji uzwojeniowej jest główną przyczyną ograniczania wielkości obciążeń transformatorów. Nie ulega również wątpliwości, że opanowanie techniki pomiaru temperatury najgorętszego miejsca w transformatorze rozwiązałoby ten problem całkowicie. Wynika stąd, że traktowanie w dobie obecnej zagadnień cieplnych jako kluczowych w transformatorach jest konieczne.

Autor proponuje:

1) rozpoczęcie w stacjach probierczych zakładów wytwórczych transformatorów dodatkowych badań cieplnych nad pewnymi typami transformatorów dużej mocy oraz nad trans-

formatorami, w których będzie przewidziana kontrola temperatury uzwojeń pod obciążeniem przy pomocy urządzenia pomiarowego (podaje użytkownik); badania powinny przewidywać określanie w zwarciu przy prądzie znamionowym przyrostu średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę oleju oraz stałej czasu uzwojenia;

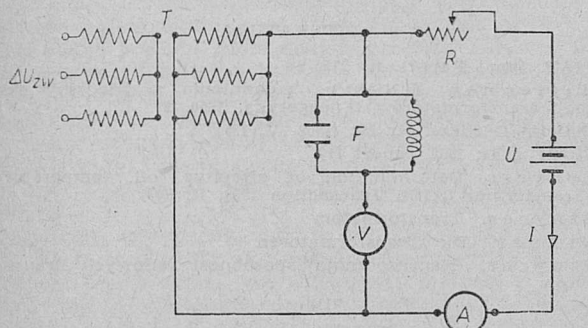
2) opracowywanie — dla zbadanych typów transformatorów tablic dopuszczalnego obciążenia w funkcji czasu i temperatury oleju;

3) stopniowe wykonywanie w terenie prac ujętych w p. 1) i 2), w szczególności w przypadkach transformatorów przeciążanych.

Wydaje się również rzeczą słuszną rozpoczęcie prac badawczych nad budową urządzenia do pomiaru temperatury uzwojeń transformatorów, którego działanie byłoby oparte na prostszej i dogodniejszej metodzie niż metoda modelu cieplnego.

7. Dodatek.

Metoda techniczna wyznaczania „stałych" transformatora*). „Stałymi"

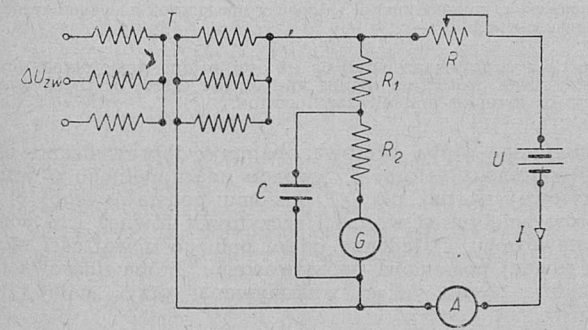


Rys. 5. Układ do zdejmowania charakterystyki transformatora metodą techniczną — spadek napięcia mierzy się woltomierzem

I — prąd pomiarowy — F — filtr
ΔU_{zw} — napięcie zwarcia — R — opornik regulacyjny

transformatora nazywać będziemy stałą czasu T nagrzewania lub stygnięcia uzwojeń względem oleju oraz przyrost temperatury najgorętszego miejsca transformatora ponad temperaturę górnych warstw oleju, obliczone w stosunku do obciążenia znamionowego transformatora.

Przy pomocy metody technicznej można określić — w warunkach ustalonych pod względem cieplnym — przyrost średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę



Rys. 6. Układ do zdejmowania charakterystyki transformatora metodą techniczną — spadek napięcia mierzy się za pomocą galwanometru

I — prąd pomiarowy — R_1, R_2 — oporniki dekadowe
ΔU_{zw} — napięcie zwarcia — G — galwanometr magnetoelektryczny

oleju, tzn. wartość $(\Delta t_2 + \Delta t_3)$. Przyrost temperatury $(\Delta t_3 + \Delta t_4)$ oblicza się z otrzymanej przy obciążeniu znamionowym transformatora wielkości $(\Delta t_2 + \Delta t_3)$ mnożąc ją przez empiryczny współczynnik $k = 1{,}1$:

$$(\Delta t_3 + \Delta t_4) = 1{,}1\ (\Delta t_2 + \Delta t_3).$$

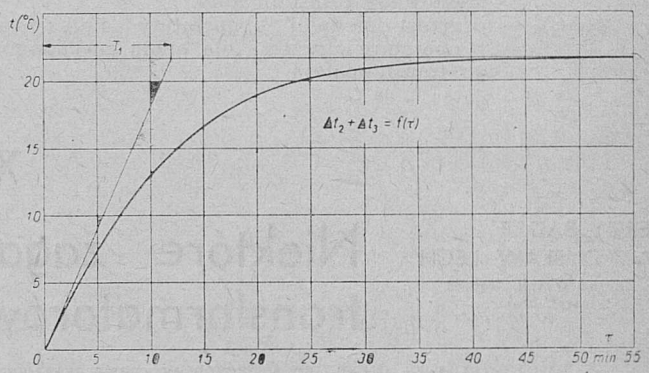
Pomiary „stałych" transformatora przy pomocy metody technicznej rozpoczynamy na zimnym transformatorze, tzn. kiedy temperatury uzwojeń i oleju odpowiadają temperaturze otoczenia.

*) Opracowano na podstawie artykułu „Das thermische Abbild für Oeltransformatoren" (Bulletin Oerlikon, Nr 292, 1952).

Na początku mierzymy opór uzwojenia i temperaturę oleju, po czym grzejemy uzwojenie prądem znamionowym, mierząc w odstępach kilkuminutowych jego opór; stąd obliczamy czasowy przebieg średniej temperatury uzwojenia. Jednocześnie notujemy w czasie „średnią" temperaturę oleju, wyznaczaną ze wskazań kilku (np. pięciu) termopar, umieszczonych symetrycznie wzdłuż ściany skrzyni transformatora. Należy zaznaczyć, że mierzona w ten sposób „średnia" temperatura oleju nie będzie odpowiadała rzeczywiście średniej temperaturze oleju. Jednak pomiar taki jest wystarczający, jeżeli ustalimy dowolnie mierzoną oporność zimnego uzwojenia w stosunku do zmierzonej w ten sposób średniej temperatury oleju również zimnego transformatora.

Schematy układów do zdejmowania charakterystyk termicznych transformatora metodą techniczną pokazane są na rys. 5 i 6. Różnica w obu schematach polega na odrębnych sposobach pomiaru spadku napięcia, na uzwojeniu badanym od prądu pomiarowego oraz na odrębnych sposobach filtrowania prądu zmiennego w gałęzi pomiarowej. W pierwszym przypadku spadek napięcia mierzy woltomierz, a prąd zmienny filtruje filtr F. W drugim zaś przypadku rolę miernika spadku napięcia spełnia odpowiednio wyskalowany galwanometr magnetoelektryczny G, a rolę filtru spełniają dwa oporniki R_1, R_2 i kondensator C. W obu przypadkach opór uzwojenia wyznacza się przez podzielenie spadku napięcia na uzwojeniu transformatora od prądu pomiarowego przez wskazania amperomierza.

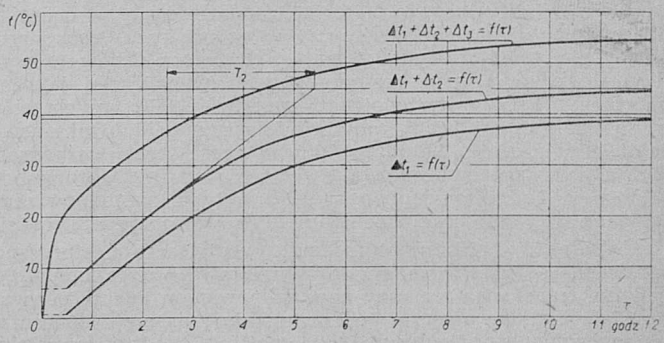
Proces grzania transformatora można podzielić na 2 etapy, a mianowicie: 1) do czasu, w którym przyrost temperatury



Rys. 7. Krzywa nagrzewania uzwojenia transformatora o mocy 10 MVA prądem $I = I_n$

uzwojenia praktycznie się ustali, co trwa około 1—2 godzin, i 2) do czasu, w którym ustali się temperatura oleju, co trwa z kolei kilkanaście i więcej godzin.

Przy opracowywaniu wyników bierzemy na wstępie pod uwagę etap pierwszy, wykonując wykres w funkcji czasu przyrostu średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę oleju $[\Delta t_2 + \Delta t_3 = f(\tau)]$. Wykres ten podany jest na rys. 7. Styczna do krzywej w punkcie zerowym



Rys. 8. Krzywa nagrzewania transformatora o mocy 10 MVA prądem $I = 0{,}95\ I_n$

odetnie na przesuniętej osi czasu stałą czasu uzwojenia T_1 (dla zimnego oleju).

Etap drugi procesu nagrzewania transformatora jest potrzebny do określenia stałej czasu oleju T_2, jak również do określenia ustalonego przyrostu średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę oleju (rys. 8).

Ponieważ podstawą i punktem wyjścia jest dla nas obciążenie znamionowe transformatora i odpowiadające mu temperatury uzwojeń i oleju, więc otrzymaną przy zimnym oleju stałą czasu T_1 należy przeliczyć na warunki znamionowe według wzoru:

$$\frac{1}{T} = \frac{1}{2\,T_o} + \sqrt{\left(\frac{1}{2\,T_o}\right)^2 - \frac{1}{T_1 \cdot T_2}}, \tag{1}$$

gdzie T jest stałą czasu uzwojenia dla gorącego oleju, a

$$\frac{1}{T_o} = \frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_3},$$

gdzie T_1 — stała czasu uzwojenia, wyznaczona wykreślnie z krzywej nagrzewania uzwojenia przy zimnym oleju,

T_2 — stała czasu oleju, wyznaczona wykreślnie z krzywej nagrzewania oleju,

$T_3 = \dfrac{(\Delta t_2 + \Delta t_3)_n}{(\Delta t_1)_n}\left(1 + \dfrac{1}{\beta}\right) \cdot T_2$ określa się z otrzymanych wartości w końcowym stadium nagrzewania,

$\beta = \dfrac{P_{Cun}}{P_{Fen}}$ — określa stosunek strat w miedzi przy prądzie znamionowym do strat w żelazie przy napięciu znamionowym transformatora (według danych wytwórcy),

$(\Delta t_2 + \Delta t_3)_n$ — przyrost średniej temperatury uzwojenia ponad średnią temperaturę oleju dla prądu znamionowego transformatora,

$(\Delta t_1)_n$ — przyrost średniej temperatury oleju ponad temperaturę otoczenia dla prądu znamionowego transformatora.

Jeżeli z powodu trudności regulacyjnych będziemy grzali uzwojenie transformatora prądem I różniącym się od I_n, to przyrost temperatury $(\Delta t_2 + \Delta t_3)_n$ dla prądu znamionowego obliczamy z określonego przy prądzie I przyrostu $(\Delta t_2 + \Delta t_3)$ ze wzoru:

$$\frac{\Delta t_2 + \Delta t_3}{(\Delta t_2 + \Delta t_3)_n} = \left(\frac{I}{I_n}\right)^{1,6}, \tag{2}$$

a przyrost $(\Delta t_1)_n$ obliczamy z otrzymanej wartości Δt_1 według następującej zależności

$$\frac{\Delta t_1}{(\Delta t_1)_n} = \left(\frac{1 + \left(\dfrac{I}{I_n}\right)^2 \cdot \beta}{1 + \beta}\right)^{0,8}. \tag{3}$$

W celu sprawdzenia wyników oraz stwierdzenia ewentualnych różnic należy powtórnie wyznaczyć „stałe" transformatora z krzywej stygnięcia, dokonując pomiarów oporu uzwojenia w przeciągu około 2 godzin przy pomocy tej samej aparatury (po wyłączeniu źródła prądu zwarciowego).

LITERATURA

[1] FIAT. Final Report, nr 1155

[2] Hasterman Z. Niektóre zagadnienia z dziedziny eksploatacji transformatorów (Energetyka, 1950, 2)

[3] Bulletin Oerlikon Nr 292 (1952, V, 13)

[4] CIGRÉ t. II, 1952, raport 116

[5] Beavers. Determination of effective oil temperature in a transformer (AIEE Transaction 1950, II, 703)

[6] Sznycer. Transformatory

[7] Vidmar. Die Transformatoren

[8] Sznycer. Nagruzocznaja sposobnost' siłowych transformatorow

XXVIII

JERZY BADER
WŁADYSŁAW LECH
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Niektóre zagadnienia ochrony odgromowej transformatorów

621.314:621.316.98

Treść. Analiza drgań powstających w czasie wyładowań atmosferycznych na odcinku linii między transformatorem a urządzeniem ochronnym oraz analiza naprężeń wywołanych przez te drgania w izolacji głównej i podłużnej transformatora. Podano nowe poglądy dotyczące miejsca ustawienia odgromników i iskierników.

Некоторые вопросы грозозащиты трансформаторов. Анализ колебаний, возникающих во время грозовых разрядов на участке линий между трансформатором и защитным устройством, а также влияние этих колебаний на напряжения, возникающие в главной и продольной изоляции трансформатора. Новая точка зрения по вопросу места установки разрядников и искровых промежутков.

Certain problems of surge protection of power transformers. The article contains an analysis of oscillations anticipated during lightning over-voltages on the line section between the transformer and the surge protection device and of the effect of those oscillations on the stress in transformer insulation. New views on the problem of arrester and air-gap location.

1. Wstęp.

Jak wynika ze statystyk eksploatacyjnych stosunkowo duża jeszcze liczba transformatorów zaopatrzonych w ochronę odgromową ulega uszkodzeniu. Większość tych uszkodzeń należy przypisać zbyt słabej izolacji transformatorów (o wytrzymałości niższej od poziomu podstawowego), złej jakości odgromników oraz występowaniu prądów wyładowczych, które są większe niż prądy, odpowiadające znamionowej obciążalności udarowej. Natomiast pewną część tych uszkodzeń można przypisać bądź niewłaściwemu systemowi ochrony odgromowej, bądź zbyt łagodnym próbom typu, nie odpowiadającym warunkom pracy transformatora w sieci elektrycznej.

Odporność transformatora na przepięcia atmosferyczne sprawdza się przy pomocy próby udarowej, która obejmuje badania transformatora przy znormalizowanym udarze pełnym oraz przy udarze uciętym po czasie 2 do 3 μs przez iskiernik, umieszczony w odległości kilku metrów od transformatora (normy nie stawiają wymagań co do odległości iskiernika od transformatora). Występujące w eksploatacji przebiegi napięcia udarowego na transformatorze w przeważającej liczbie przypadków różnią się od tych, które stosuje się przy próbie udarowej. Nie tylko kształt udarów występujących na zaciskach transformatora odbiega od znormalizowanego, ale również występują oscylacje nakładające się na napięcie udarowe. Te czynniki mogą wpłynąć na znaczne powiększenie naprężeń w izolacji głównej i podłużnej transformatora.

Normalna próba udarowa obejmuje doprowadzenie do zacisków transformatora: a) jednego udaru pełnego o wartości szczytowej równej ok. 0,7 poziomu podstawowego, b) dwu udarów uciętych o wartości szczytowej równej 1,15 poziomu podstawowego, c) jednego udaru pełnego o wartości szczytowej równej poziomowi podstawowemu. Próba udarowa transformatora bywa więc wykonywana przy małej liczbie udarów.

Przy dużej liczbie udarów, z czym należy się liczyć w eksploatacji, wytrzymałość udarowa transformatorów jest mniejsza. Napięcie udarowe, które transformator wytrzymuje przy dowolnie dużej liczbie udarów (gwarantowany poziom izolacji) jest o ~ 15% niższe od napięć stosowanych przy próbie o małej liczbie udarów [3]. Próba udarem pełnym jest sprawdzeniem wytrzymałości izolacji głównej transformatora, a zatem gwarantowany poziom izolacji głównej można przyjąć około 15% niższy od poziomu podstawowego. Próba przy udarze uciętym jest sprawdzeniem izolacji podłużnej transformatora, dla niej więc gwarantowany poziom izolacji należy przyjąć jako równy poziomowi podstawowemu.

Z powyższego wynika, że należy dobierać taki system ochronny, aby wartość szczytowa udaru pełnego na transformatorze nie przekraczała 85% napięcia poziomu podstawowego, przebieg zaś udaru zarówno pełnego, jak i uciętego, powinien być taki, aby wywołane przez niego naprężenia izolacji podłużnej nie przekraczały naprężeń, wywołanych przez

udar ucięty o wartości szczytowej odpowiadającej poziomowi podstawowemu.

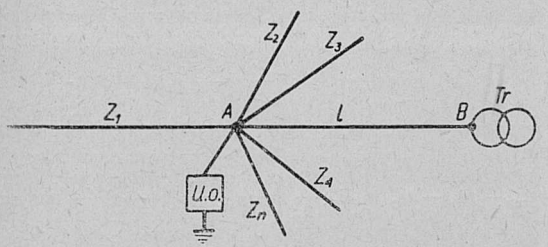
Celem niniejszej pracy jest zbadanie naprężeń wywołanych w transformatorach przez przebiegi falowe na odcinku linii łączącej transformator z urządzeniem ochronnym. Przytoczone w tekście pomiary wykonano w laboratorium na transformatorach rzeczywistych przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych. W celu umożliwienia pomiarów na kanałach międzycewkowych uzwojeń transformatory były wyjęte z kadzi. Odcinek linii odwzorowywano przy pomocy przewodu rozwieszonego w kształcie pierścienia w hali laboratoryjnej na wysokości 1÷2 m od ziemi. Przewód ten połączony był z transformatorem przez izolator przepustowy. Iskiernik odwzorowywano przy pomocy tyratronu o czasie ucięcia około 0,25 μs, odgromnik zaś przy pomocy tyratronu połączonego szeregowo z płytką zmienno-oporową według publikacji autorów [2].

2. Naprężenia izolacji transformatora przy udarze pełnym.

Udary pełne na zaciskach transformatora występują, gdy do stacji nadbiegnie fala o tak niskiej wartości szczytowej, że nie zadziałają urządzenia ochronne stacji. Przebiegi napięcia udarowego na transformatorze zależą od układu stacji.

Gdy stacja posiada wiele odejść, przebieg napięcia udarowego na szynach zbiorczych praktycznie nie zależy od przebiegów napięcia na odcinku linii, łączącej szyny zbiorcze z transformatorem (jest to równoważne istnieniu sztywnego napięcia na szynach stacji). Przy takim układzie stacji na odcinku łączącym szyny z transformatorem powstają drgania, które nakładają się na napięcie udarowe na zaciskach transformatora.

Rozpatrzmy przypadek, gdy w punkcie A stacji z rys. 1 zjawia się fala udarowa ukośnokątna (imitująca czoło udaru) o stromości a_s. Wskutek sztywnego napięcia na szynach na odcinku linii AB powstaną drgania. Przebieg tych drgań na ogół nieznacznie zależy od pojemności wejściowej transformatora, ponieważ stała czasu obwodu złożonego z odcinka AB i pojemności wejściowej transformatora jest mniejsza od okresu drgań występujących na odcingu AB *). Przy sztywnym



Rys. 1. Schemat stacji, narażonej na działanie fal udarowych
$Z_1 \ldots Z_n$ — oporności falowe linii odchodzących od stacji
l — długość przewodów łączących szyny zbiorcze stacji (punkt A) z transformatorem (punkt B)
$U.\ o.$ — urządzenie ochronne

napięciu w punkcie A (nie uwzględniając pojemności wejściowej transformatora w punkcie B) na zaciskach transformatora wystąpi napięcie jak na rys. 2.

Po zastąpieniu krzywej łamanej sinusoidą przebieg ten można wyrazić przy pomocy następującego wzoru:

$$(1)\quad u_B = a_s t + a_s \frac{T}{4} - a_s \frac{T}{4} \cos\frac{2\pi}{T} t = a_s \left[t + \frac{T}{4}\left(1 - \cos\frac{2\pi}{T} t\right)\right],$$

gdzie a_s — stromość napięcia w punkcie A (w kV/μs),

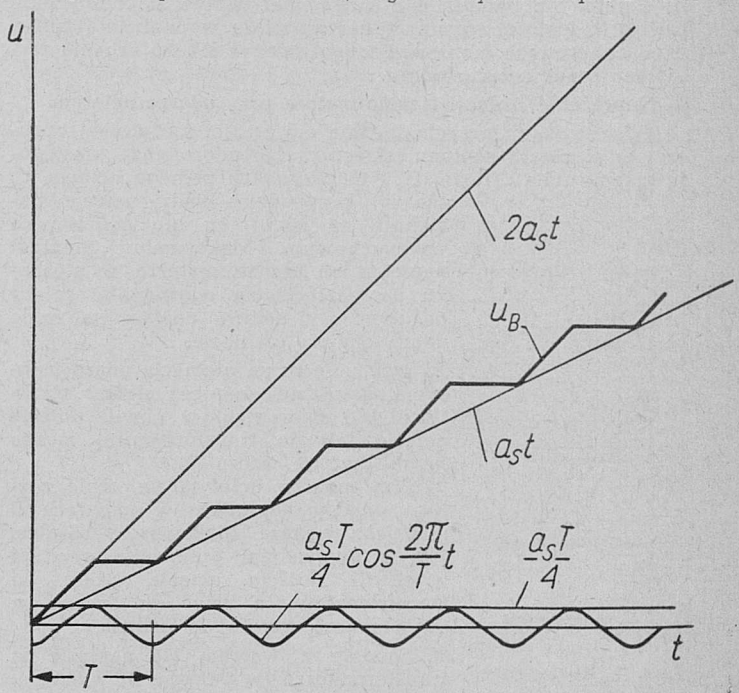
T — okres drgań **) cosinusoidy (w μs); $T = \frac{4}{c}$, gdzie c prędkość światła (w m/μs), l — długość odcinka AB (w metrach),

t — czas liczony od chwili dojścia fali do punktu B (w μs).

*) Jeżeli przyjąć oporność falową odcinka linii $Z_{AB} = 300\ \Omega$, jego długość 30 m, pojemność wejściową transformatora $C_t = 100$ pF, to stała czasu wynosi $Z_{AB} C_t = 0{,}03 \cdot 10^{-6}$ s, okres zaś drgań $T = \frac{4 \times 30}{300 \cdot 10^6} = 0{,}4 \cdot 10^{-6}$ s.

**) W przypadku niewielkiej odległości urządzenia ochronnego od transformatora drgania na przewodach łączących mają tak dużą częstotliwość, że pojemność wejściowa transformatora stanowi dla nich prawie zwarcie. Wtedy okres drgań wysokiej częstotliwości będzie dwukrotnie mniejszy od przyjmowanego w tekście i wyniesie $\frac{2l}{c} = \frac{l}{150}$ μs; amplituda drgań również będzie mniejsza.

Ze wzoru (1) wynika, że na czoło udaru nakładają się drgania, których częstotliwość wynosi $\frac{1}{T}$, a amplituda $a_s \cdot \frac{T}{4}$. Wskutek małego współczynnika tłumienia, który nie został uwzględniony w obliczeniach, drgania wywołane przez czoło



Rys. 2. Występowanie napięć na urządzeniach stacji
U_B — przebieg napięcia na zaciskach transformatora (w punkcie B)
$a_s\ t$ — przebieg napięcia na szynach zbiorczych stacji (w punkcie A)
T — okres drgań
$a_s \frac{T}{4}$ — składowa stała
$a_s \frac{T}{4} \cos \frac{2\pi}{T} t$ — składowa zmienna

udaru występują również na szczycie i grzbiecie udaru przy nieznacznie zmniejszonej amplitudzie. Ilustruje to oscylogram z rys. 3, zdjęty na wejściu transformatora w układzie modelowym jak na rys. 1 przy doprowadzeniu do punktu A udaru uciętego po ~ 2 μs.

W stacjach o małej liczbie odejść napięcie w punkcie A zależy od przebiegów falowych na odcinku AB, wskutek czego amplituda tych drgań będzie mniejsza.

Najwyższa różnica napięć między punktami A i B wystąpi dla czasów $t = \frac{T}{2}(2n + 1)$, gdzie n jest dowolną liczbą

Rys. 3. Oscylogram udaru uciętego, na którym widoczne są drgania na odcinku linii łączącej iskiernik z transformatorem

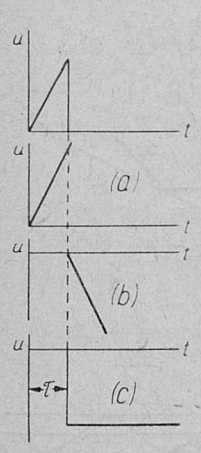
naturalną. Ponieważ napięcie w punkcie A jest wtedy równe $a_s\left(t + \frac{T}{4}\right)$, to maksymalna różnica napięć wyniesie:

$$(2)\quad \Delta u_{BA} = u_B - u_A = a_s\left(t + 2\frac{T}{4}\right) - a_s\left(t + \frac{T}{4}\right) = a_s \frac{T}{4} = a_s \frac{l}{c} = \frac{1}{300} a_s \cdot l.$$

Jak wykażą dalsze rozważania różnice napięć między punktami A i B będą znacznie większe przy zastosowaniu urządzeń ochronnych w punkcie A. Z tego względu rozpatrzony przypadek nie stanowi najgroźniejszych naprężeń izolacji głównej transformatora. Jednakże wywołane przez czoło udaru drgania na odcinku AB mogą mieć wpływ na naprężenie izolacji transformatora przy zastosowaniu w punkcie A urządzeń ochronnych, ponieważ mogą nałożyć się na drgania wywołane przez ucięcie udaru.

3. Naprężenie izolacji transformatora przy udarze uciętym.

Gdy do stacji przychodzi fala o wartości szczytowej większej od napięcia zapłonu iskiernika lub odgromnika, następuje ucięcie udaru. Rozważmy tu przypadek pełnego ucięcia, to znaczy, przypadek, kiedy ucięcie następuje na iskierniku lub odgromniku wydmuchowym. Maksymalny przyrost napięcia na transformatorze w stosunku do napięcia na odgromniku zależy od tego czy ucięcie nastąpi na czole udaru czy na grzbiecie.



Rys. 4. Rozłożenie na składowe udaru uciętego na czole

Przy ucięciu na grzbiecie udaru maksymalna różnica napięć między punktami A i B wystąpi w chwili dojścia ucięcia fali do transformatora; można ją obliczyć ze wzoru (2).

Przy udarze uciętym na czole różnica między napięciem w punktach B i A jest większa. Maksymalna różnica, jak w poprzednim przypadku, wystąpi w chwili dojścia ucięcia udaru do transformatora, a więc po czasie τ, gdzie τ jest czasem do ucięcia.

Zgodnie z wzorem (1) napięcie na transformatorze (w punkcie B) wyniesie:

$$u_B = a_s \left[\tau + \frac{T}{4}\left(1 - \cos\frac{2\pi}{T}\right)\right].$$

Największe napięcie w punkcie A wyniesie $U_A = a_s\tau$. Różnica napięcia w punktach A i B wyniesie:

$$\Delta u_{BA} = u_B - u_A = a_s \frac{T}{4}\left(1 - \cos\frac{2\pi}{T}\tau\right)$$

i jest największa gdy $\frac{d\Delta u_{BA}}{d\tau} = 0$, to znaczy gdy $\tau = \frac{T}{2}$; wtedy

$$\max \Delta u_{BA} = 2\, a_s \frac{T}{4} = \frac{1}{150}\, a_s\, l. \tag{3}$$

Ponieważ największa różnica napięć między punktami A i B występuje po czasie $\tau = \frac{T}{2}$ to znaczy, gdy fala odbita od transformatora nie zmienia jeszcze przebiegu napięcia na odgromniku, obliczenia powyższe są słuszne także dla przypadków, w których napięcie w punkcie A zależy od przebiegów napięcia na odcinku AB (np. dla stacji końcowej).

Według A. I. Dołginowa [3] stromość fal w małych stacjach (o małej pojemności i małej liczbie odejść) jest następująca:

dla napęcia 15 kV — 0,5 kV/m (150 kV/μs),
„ „ 110 kV — 0,75 kV/m (225 kV/μs),
„ „ 220 kV — 1,5 kV/m (450 kV/μs).

Zależność stromości fali od napięcia znamionowego stacji można z dużym przybliżeniem wyrazić za pomocą krzywej parabolicznej o równaniu:

$$a_s = 0{,}00565\, U_n^2 + 0{,}18\, U_n + 137 \text{ kV/μs}; \tag{4}$$

stąd maksymalny przyrost napięcia na transformatorze wyniesie:

$$\Delta u_{BA} = \frac{1}{150}\, l\, (0{,}00565\, U_n^2 + 0{,}18\, U_n + 137) \text{ (kV)}. \tag{5}$$

Zgodnie ze „Wskazówkami ochrony odgromowej" Ministerstwa Energetyki poziom ochrony ma być

$$U_{po} = 3{,}6\, U_n + 10 \text{ kV}, \tag{6}$$

Tablica I

Napięcie znamionowe (kV)	15	30	60	100
Odległość maksymalna (m)	25	32	41	47

a poziom podstawowy

$$U_{pp} = 4{,}7\, U_n + 30 \text{ kV}. \tag{7}$$

Gwarantowany poziom izolacji transformatora powinien wynosić

$$U_{pg} = \frac{1}{1{,}15}(4{,}7\, U_n + 30) \text{ kV}; \tag{8}$$

stąd największa dopuszczalna różnica napięć między transformatorem i odgromnikiem wyniesie

$$\Delta U_n = \frac{1}{1{,}15}(4{,}7\, U_n + 30) - (3{,}6\, U_n + 10) = (0{,}5\, U_n + 16) \text{ kV}. \tag{9}$$

Ponieważ powinno być $\Delta u_{AB} \leqslant \Delta U_n$, przeto największa dopuszczalna długość przewodu łączącego odgromnik z transformatorem wyniesie

$$l = \frac{150\,(0{,}5\, U_n + 16)}{0{,}00565\, U_n^2 + 0{,}18\, U_n + 137}. \tag{10}$$

Tabl. I podaje otrzymane ze wzoru (10) maksymalne dopuszczalne odległości odgromnika wydmuchowego lub iskiernika ochronnego od transformatora. Zestawione w tej tablicy liczby dotyczą stacji małych. Dla większych stacji należy liczyć się z mniejszymi stromościami i odległości będą nieco większe.

Udar ucięty na czole jest równoważny trzem składowym udarom rys. 4.

Po ucięciu udaru przez iskiernik lub odgromnik wydmuchowy na odcinku AB powstają drgania wywołane przez udary składowe (*a*), (*b*), (*c*), przy czym drgania od czoła udaru powstają tylko w przypadku, gdy w punkcie A napięcie nie zależy lub mało zależy od przebiegów napięcia na odcinku AB. Napięcia na transformatorze wywołane przez składowe (*a*), (*b*) i (*c*) mają postać:

$$u_a = a_s \left[t + \frac{T}{4}\left(1 - \cos\frac{2\pi}{T}t\right)\right],$$

$$u_b = a_s \left[t - \tau + \frac{T}{4}\left(1 - \cos\frac{2\pi}{T}(t-\tau)\right)\right],$$

$$u_c = a_s\, \tau \left[1 + \sin\frac{2\pi}{T}(t-\tau)\right].$$

Wypadkowe napięcie na transformatorze wyrazi się wzorem

$$u_B = u_a - u_b - u_c = a_s \frac{T}{4}\left[\cos\frac{2\pi}{T}(t-\tau) - \cos\frac{2\pi}{T}t\right] - a_s\, \tau \sin\frac{2\pi}{T}(t-\tau).$$

Po uproszczeniu otrzymuje się

$$u_B = A(\tau) \sin\left[\frac{2\pi}{T}t + \varphi(\tau)\right], \tag{11}$$

gdzie

$$\operatorname{tg}\varphi(\tau) = \frac{a_s \frac{T}{4}\left(\cos\frac{2\pi}{T}\tau - 1\right) + a_s\, \tau \sin\frac{2\pi}{T}\tau}{a_s \frac{T}{4}\sin\frac{2\pi}{T}\tau - a_s\, \tau \cos\frac{2\pi}{T}\tau},$$

$$A(\tau) = \sqrt{a_s^2 \frac{T^2}{8} + a_s^2 \tau^2 - 2\, a_s^2 \sqrt{\frac{T^2}{16}\left(\frac{T^2}{16} + \tau^2\right)} \sin\left(\frac{2\pi}{T}\tau + \psi\right)}, \tag{12}$$

przy czym

$$\operatorname{tg}\psi = \frac{T}{4\tau}.$$

Maksimum $A(\tau)$ wystąpi w chwili, gdy

$$\sin\left(\frac{2\pi}{T}\tau + \psi\right) = -1. \tag{13}$$

czyli

$$\frac{2\pi}{T}\tau + \operatorname{arc\,tg}\frac{T}{4\tau} = \frac{3}{2}\pi + 2n\pi, \tag{14}$$

gdzie n — liczba naturalna.

Ponieważ $\frac{T}{4\tau} < 1$, można wzór (14) dla $n = 0$ napisać w po-

Tablica II

Napięcie znamionowe (kV)	15	30	60	110
Odległość krytyczna (m)	49	87	144	194

staci przybliżonej

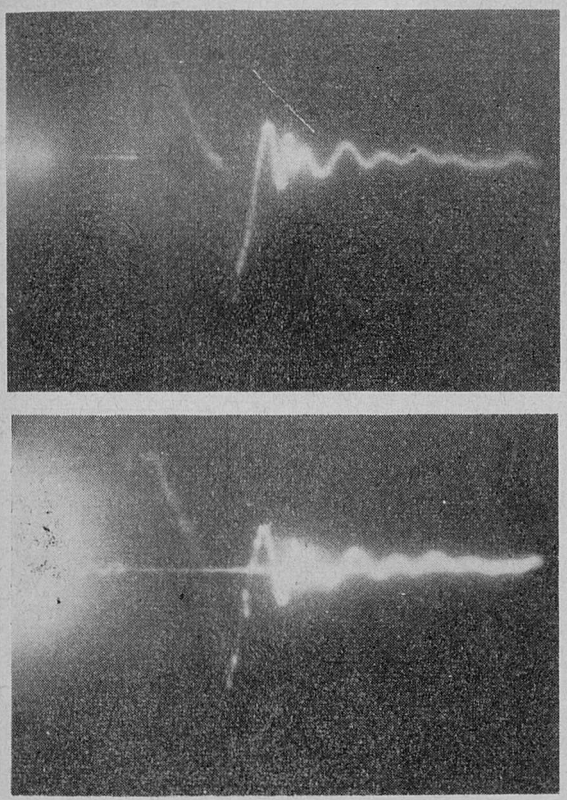
$$\frac{2\pi}{T}\tau + \frac{T}{4\tau} = \frac{3}{2}\pi, \quad \text{skąd} \quad \tau^2 - \frac{3}{4}T\tau + \frac{T^2}{8\pi} = 0 \quad \text{i}$$

$$\tau = \frac{T}{4}\left(\frac{3}{2} + \sqrt{\frac{9}{4} - \frac{2}{\pi}}\right) = 2{,}77\,\frac{T}{4}. \tag{15}$$

Wstawiając tę wartość na τ do wzoru (12) otrzymujemy największą amplitudę

$$A(\tau)_{max} = \sqrt{a_s^2\frac{T^2}{8} + a_s^2\tau^2 - 2a_s^2\sqrt{\frac{T^2}{16}\left(\frac{T^2}{16} + \tau^2\right)}} = \tag{16}$$

$$= a_s\left(\frac{T}{4} + \sqrt{\frac{T^2}{16} + \tau^2}\right) = 3{,}95\,a_s\,\frac{T}{4}.$$



(a)

(b)

Rys. 5. Oscylogramy przebiegu napięcia na pierwszym kanale międzycewkowym transformatora na 30 kV, 100 kVA przy udarze uciętym i przy umieszczeniu iskiernika ucinającego:
(a) w odległości około 10 m od transformatora
(b) w odległości około 20 m od transformatora

Procentowy przyrost napięcia na transformatorze wyniesie

$$\frac{3{,}95 - 2{,}77}{2{,}77}\,100\% = 43\%.$$

Ten maksymalny przyrost napięcia wystąpi przy pewnej określonej odległości odgromnika od transformatora. Odległość tę można określić w następujący sposób:

$$\tau = \frac{2{,}77 \cdot l}{c} = \frac{2{,}77}{300}\,l,$$

$$a_s\tau \leqslant U_{po} = 3{,}6\,U_n + 10,$$

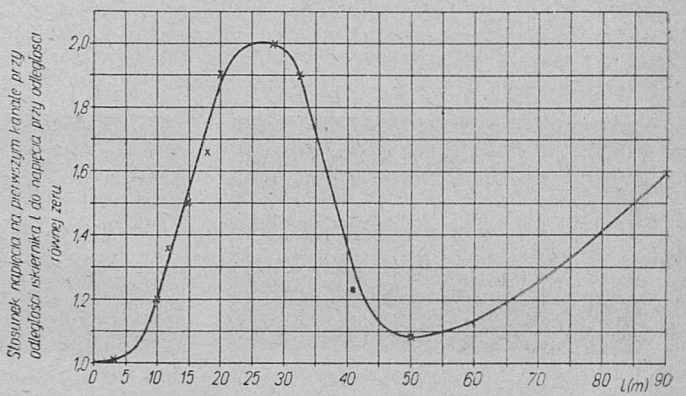
Tablica III

Napięcie znamionowe (kV)	15	30	60	110
Odległość krytyczna (m)	19	34	57	77

$$a_s\,\frac{2{,}77}{300}\,l \leqslant 3{,}6\,U_n + 10,$$

$$l \leqslant \frac{300\,(3{,}6\,U_n + 10)}{2{,}77\,(0{,}00565\,U_n^2 + 0{,}18\,U_n + 137)}. \tag{17}$$

Krytyczne odległości obliczone z tego wzoru podane są w tabl. II. Z porównania tabl. I i II wynika, że odległości krytyczne są znacznie większe od dopuszczalnych, a więc



Rys. 6. Zależność napięcia na pierwszym kanale uzwojenia od odległości iskiernika od transformatora (dla transformatora na 30 kV, 100 kVA)

przy spotykanych w eksploatacji stromościach fal nadchodzących amplituda oscylacji powstałych po ucięciu udaru nie osiągnie wartości maksymalnej według wzoru (16).

Ponieważ dopuszczalny przyrost napięcia na odcinku AB dla izolacji głównej transformatorów na napięcie znamionowe od 15 do 110 kV wynosi od 36 do 18% oraz ponieważ odległości krytyczne są znacznie większe od dopuszczalnych, można przypuszczać, że oscylacje powstałe po ucięciu udaru powodują mniejsze naprężenia izolacji głównej niż naprężenia wywołane przez czoło udaru uciętego.

Po rozwiązaniu równania (14) dla $n = 1$ otrzymuje się

$$\tau = 7\,\frac{T}{4} \quad \text{i} \quad A(\tau)\ \text{max} = 8a_s\,\frac{T}{4};$$

stąd procentowy przyrost napięcia na transformatorze wyniesie:

$$\frac{8 - 7}{7}\,100\% = 14\%.$$

Taki wzrost napięcia wystąpi przy odległościach iskiernika od transformatora obliczonych według wzoru

$$l \leqslant \frac{300\,(3{,}6\,U_n + 10)}{7\,(0{,}00565\,U_n^2 + 0{,}18\,U_n + 137)}$$

i podanych w tabl. III. Jak widać z niej odległości te dla niższych napięć (do 30 kV) mieszczą się w granicach dopuszczalnych.

Obliczony tu wzrost napięcia nie jest groźny dla izolacji głównej, natomiast jest on istotny z punktu widzenia izolacji podłużnej. Na tej izolacji powstają naprężenia pochodzące od ucięcia udaru oraz naprężenia od drgań, występujących na zaciskach transformatora po ucięciu udaru. Amplituda pierwszych jest wprost proporcjonalna do wartości udaru w chwili ucięcia, amplituda drugich zależy zarówno od wartości szczytowej drgań, jak i od ich częstotliwości. Gdy częstotliwość drgań staje się bliska jednej z częstotliwości własnych uzwojenia transformatora, naprężenia na izolacji podłużnej znacznie wzrastają. Ilustrują to oscylogramy z rys. 5.

Oscylogram (a) podaje napięcie na pierwszym kanale w przypadku umieszczenia iskiernika ucinającego w odległości ok. 10 m, oscylogram zaś (b) — w przypadku umieszczenia iskiernika w odległości ok. 20 m od transformatora. W pierwszym przypadku częstotliwość drgań wywołanych przez ucięcie udaru więcej odbiega od częstotliwości rezonansowej uzwojenia niż w drugim przypadku, wskutek czego napięcia w drugim przypadku są większe.

Krzywa z rys. 6 podaje wartości napięcia na pierwszym kanale uzwojenia — dla różnych odległości iskiernika od transformatora — w stosunku do wartości napięcia przy odległości równej zeru.

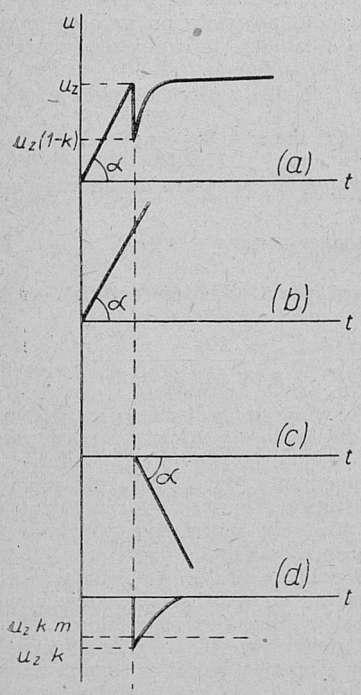
Krzywą tę wykreślono na podstawie oscylogramów zdjętych przy pomocy oscylografu do zapisu udarów

wielokrotnych na transformatorze na 30 kV, 100 kVA przy udarze 1/50 μs. Z krzywej tej wynika, że stosunek napięcia przy odstępie iskiernika od transformatora ok. 25 m do napięcia przy odstępie 0 m osiąga wartość maksymalną równą 2.

Przy dobraniu czasu do ucięcia udaru w taki sposób, aby drgania wzbudzone przez czoło udaru były w fazie z drganiami wzbudzonymi przez ucięcie udaru, wzrost ten może być jeszcze większy. Dla innych transformatorów maksymalny wzrost napięcia na pierwszym kanale będzie inny i wystąpi dla innych odległości iskiernika od transformatora.

Przy próbie transformatora udarem uciętym iskiernik ustawia się zwykle w niewielkiej odległości (kilka metrów) od transformatora. Krzywa z rys. 6 wskazuje więc wzrost napięcia, które może wystąpić na pierwszym kanale w stosunku do napięcia występującego przy próbie udarowej.

Przy ucięciu udaru na czole należy liczyć się ze wzrostem napięcia zapłonu urządzeń ochronnych w szczególności przy dużej stromości czoła udaru. Na podstawie przeprowadzonych badań można przyjąć, że wzrost ten dla odgromników zaworowych wynosi ok. 15%, dla odgromników wydmuchowych i iskierników może być nawet większy. Z tego względu przy rozważaniu naprężeń w izolacji podłużnej przyjęto poziom ochronny o 15% wyższy od poziomu znormalizowanego. Ewentualny wzrost poziomu ochronnego o 15% uwzględniamy przy próbie udarowej transformatorów podwyższając wartość szczytową udaru uciętego o 15% w stosunku do poziomu podstawowego.



Rys. 8. Przebieg napięcia na odgromniku przy dużym prądzie wyładowczym (*a*) i składowe tego napięcia (*b*, *c*, *d*)

Dla izolacji podłużnej stosunek maksymalnego dopuszczalnego naprężenia przy poziomie ochronnym będzie taki sam jak stosunek gwarantowanego poziomu izolacji podłużnej do poziomu ochronnego, a więc będzie równy

$$\frac{4{,}7\ U_n + 30}{1{,}15\ (3{,}6\ U_n + 10)};$$

dla transformatorów 30-kilowoltowych stosunek ten wynosi

$$\frac{171}{1{,}15 \cdot 118} = 1{,}26.$$

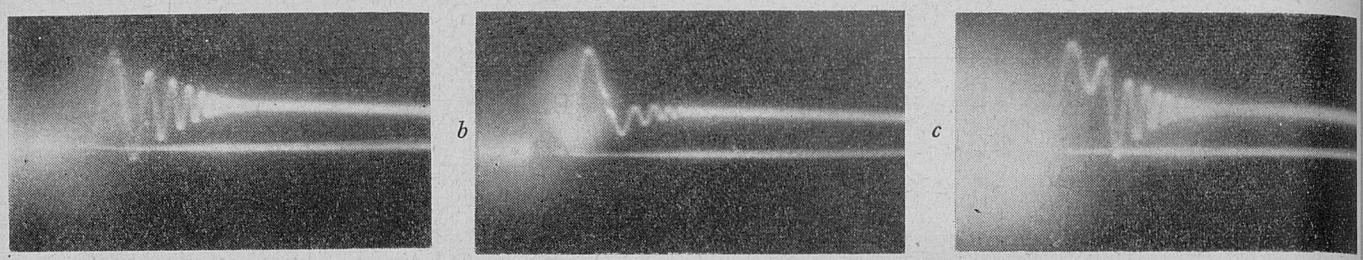
Jak widać z tego przeliczenia maksymalny wzrost naprężenia izolacji podłużnej, który może wystąpić w zakresie odległości dopuszczalnych, jest o ~ 74 proc. większy od dopuszczalnego.

Aby maksymalny wzrost naprężenia nie przekroczył wartości dopuszczalnej należałoby w rozważonym przypadku umieścić iskiernik lub odgromnik wydmuchowy w odległości od transformatora nie większej niż ok. 13 m.

4. Naprężenia izolacji transformatora przy zastosowaniu odgromnika zaworowego.

Przebieg napięcia na transformatorze zależy nie tylko od kształtu fali padającej na odgromnik i od stałych stacji, ale i od czasu do zapłonu odgromnika. Podobnie jak w przypadku odgromników wydmuchowych i iskierników drgania wywołane przez czoło udaru nakładają się na drgania wywołane przez ucięcie udaru. Zależnie od czasu do ucięcia różnica faz nakładających się drgań może być różna. Oscylogram *a* z rys. 7 przedstawia napięcie powstające na zaciskach transformatora, gdy ucięcie udaru następuje przy pierwszej dodatniej amplitudzie drgań na czole (zgodność faz), oscylogram *b* z rys. 7 — gdy ucięcie następuje przy pierwszej amplitudzie ujemnej (różnica faz 180°), oscylogram *c* z rys. 7 — gdy ucięcie następuje przy drugiej amplitudzie dodatniej (różnica faz 360°).

Kształt napięcia na odgromniku podaje rys. 8a. Na rys. 8b, c, d podane są składowe tego napięcia. Drgania od składowej *c*



Rys. 7. Oscylogramy przebiegu napięcia na zaciskach transformatora przy zadziałaniu odgromnika zaworowego umieszczonego w odległości około 100 m od transformatora i przy małym prądzie wyładowczym

mogą powstać tylko w stacjach, w których napięcie w punkcie *A* można uważać za niezależne od przebiegów na odcinku *AB*. Drgania od składowej *b* i *c* wystąpią niezależnie od typu stacji. Drganie od składowej *c* można uwzględnić zakładając, że jest ona równoważna udarowi prostokątnemu o amplitudzie nieco mniejszej od „głębokości" ucięcia.

Oznaczając przez k stosunek głębokości ucięcia do wartości napięcia zapłonu odgromnika, a przez $\frac{1}{m}$ stosunek głębokości ucięcia do amplitudy równoważnego udaru prostokątnego, otrzymujemy amplitudę drgań napięcia na transformatorze — zgodnie ze wzorem 16 — równą:

$$A\,(\tau)_{\max} = a_s \left(\frac{T}{4} + \sqrt{\frac{T^2}{16} + \tau^2\,k^2\,m^2}\right), \tag{18}$$

gdzie

$$\tau = \frac{T}{4}\left(\frac{4\,n-1}{2} + \sqrt{\left(\frac{4\,n-1}{2}\right)^2 - \frac{2}{\pi\,m\,k}}\right)$$

a n — liczba naturalna.

Wartości współczynnika k obliczono według wzoru

$$k = 1 - \frac{k^\alpha \cdot n_s\ U_z^\alpha}{Z^\alpha \cdot s} \tag{19}$$

gdzie

α — współczynnik zaworowości odgromnika (przyjęto 0,16),

n_s — liczba odejść od stacji (przyjęto $n_1 = 2$),

U_z — udarowe napięcie zapłonu,

Z — oporność falowa linii (przyjęto 500 Ω),

$s = \frac{U_z}{C_s} = 1{,}44$, przy czym C_s jest napięciem na słupie zmiennooporowym odgromnika przy prądzie wyładowczym 1 kA.

Tablica IV

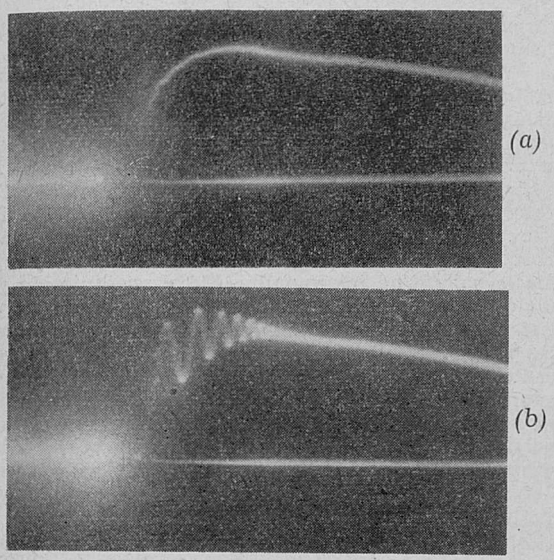
Napięcie znamionowe (kV)	k	m	$k \cdot m$
15	0 60	0,7	0,42
30	0,55	0,7	0,385
60	0,50	0,7	0,35
110	0,35	0,7	0,245

Wartość współczynnika m, oszacowana na podstawie obliczeń i pomiarów, wynosi ~ 0,7; wartości współczynników k i m podaje tabl. IV.

Wartości amplitudy obliczone dla $n = 1$ oraz $n = 2$ nie mają praktycznego znaczenia, ponieważ odległości odgromnika od transformatora, przy których występują te wartości, są większe od dopuszczalnych. Dla $n = 3$ otrzymuje się wartości podane w tabl. V.

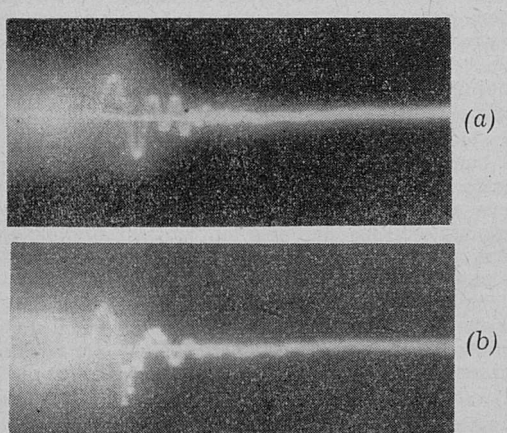
Wartości te należy traktować jako przybliżone, ponieważ założono przy obliczeniu współczynnika k jedynie 2 odejścia od stacji, a jednocześnie przyjęto sztywne napięcie w punkcie A (rys. 1).

W przypadku dużych prądów wyładowczych i dużych stromości, gdy napięcie obniżone osiąga szybko wartość poziomu ochronnego, obliczone wyżej drgania nakładają się na napięcie obniżone i stanowią przyrost napięcia na transformatorze (rys. 9). Przyrost ten wskutek tłumienia będzie mniejszy od obliczonego, jednakże może być większy od przyrostu wywołanego przez iskiernik.



Rys. 9. Oscylogramy napięcia
(a) na odgromniku zaworowym (b) na transformatorze

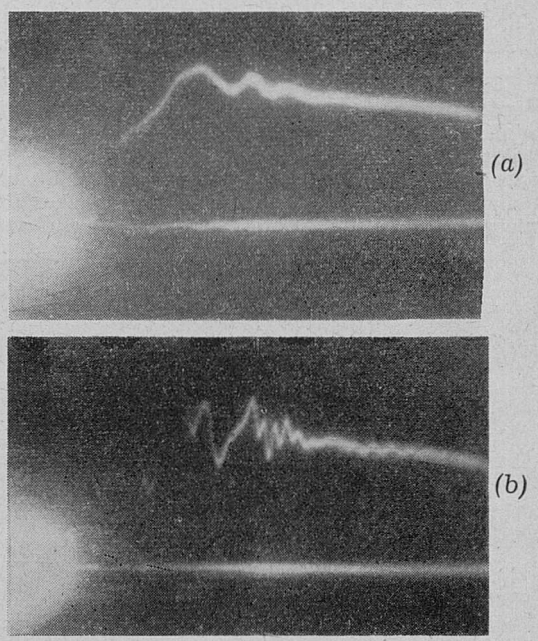
Przy małych prądach wyładowczych naprężenia izolacji głównej transformatora będą mniejsze wskutek małej wartości napięcia obniżonego. W tym przypadku współczynnik $\frac{1}{m}$ osiągnie wartość równą 1, a tym samym zwiększy się amplituda drgań, a w konsekwencji również i naprężenie izolacji podłużnej transformatora (oscylogramy z rys. 7). Jeżeli częstotliwość tych drgań jest bliska jednej z częstotliwości własnych uzwojenia transformatora, naprężenie w izolacji podłużnej mogą być — jak w przypadku iskiernika — groźne dla transformatora.



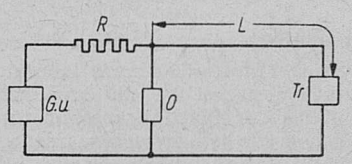
Rys. 10. Oscylogramy napięcia na pierwszym kanale uzwojenia transformatora na 30 kV, 100 kVA
(a) przy zainstalowaniu modelu iskiernika bezpośrednio przy transformatorze
(b) przy zainstalowaniu modelu odgromnika w odległości ok. 25 m od transformatora (napięcie zapłonu iskiernika i odgromnika jednakowe)

Jak wykazały pomiary wykonane na transformatorze na 30 kV, 100 kVA, naprężenia powstające na pierwszym kanale międzycewkowym — przy zadziałaniu odgromnika umieszczonego w takiej odległości od transformatora, przy której występuje rezonans — dochodziły do półtorakrotnej wartości naprężeń, występujących przy udarze uciętym przez iskiernik umieszczony na zaciskach transformatora (rys. 10).

Rozważania powyższe dotyczyły transformatorów małej mocy. Przy takich transformatorach przebiegi napięcia na odgromniku praktycznie nie zależą od przebiegów napięcia na uzwojeniu transformatora. Wskutek dużej oporności falowej uzwojeń takich transformatorów — w stosunku do oporności falowej linii — fale napięcia wewnątrz uzwojenia odbijają się od zacisku wejściowego niemal tak, jak od końca uziemionego, wskutek czego tylko znikoma część tych fal wychodzi z uzwojenia w stronę odgromnika; z drugiej strony wskutek małej wartości współczynnika $\alpha_t = \sqrt{C_z/C_s}$ (gdzie C_z — pojemność doziemna uzwojenia transformatora, C_s — pojemność szeregowa uzwojenia) transformatorów małej mocy oraz stosunkowo dużej wartości współczynnika tłumienie przebiegi falowe wewnątrz uzwojenia słabo się zaznaczają, co także wpływa na to, iż napięcie na zaciskach transformatora nie zależy prawie od przebiegów wewnątrz jego uzwojenia.



Rys. 11. Oscylogramy napięcia przy połączeniu transformatora z odgromnikiem za pomocą cewki o indukcyjności, równoważnej indukcyjności odcinka linii 500 m
(a) napięcie na odgromniku (b) napięcie na transformatorze



Rys. 12. Układ probierczy
$G.u.$ — generator udarów
O — model odgromnika
Tr — transformator na 6 kV, 2500 kVA
R — opornik odwzorowujący oporność falową linii (500 Ω)
L — indukcyjność linii łączącej transformator z odgromnikiem

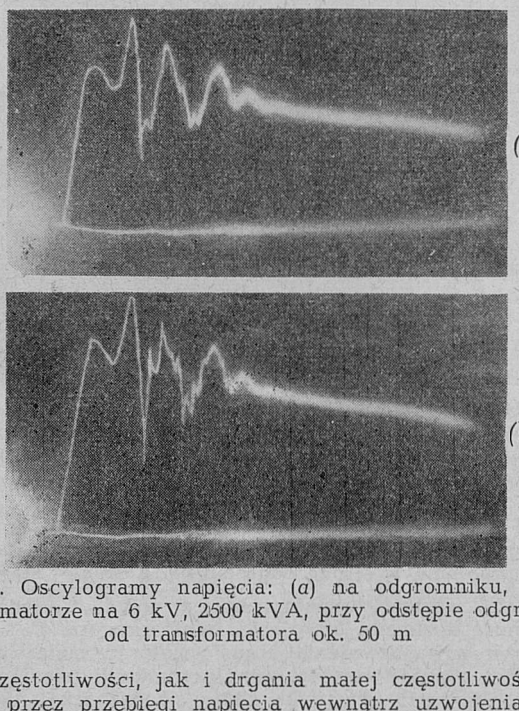
W transformatorach dużej mocy — wskutek dużej wartości współczynnika α_t i małej wartości współczynnika tłumienia — przebiegi falowe wewnątrz uzwojenia występują bardzo wyraźnie. Wartość oporności falowej uzwojeń takich transformatorów jest porównywalna z wartością oporności falowej linii. Wskutek tego znaczna część fali napięcia wewnątrz uzwojenia wychodzi z transformatora w stronę odgromnika. Przy transformatorach dużej mocy przebiegi napięcia na odgromniku mogą więc w znacznym stopniu zależeć od przebiegów napięcia wewnątrz uzwojenia transformatora.

Rys. 11 przedstawia oscylogramy zdjęte na transformatorze na 6 kV 2,5 MVA. Pomiary wykonane w układzie podanym na rys. 12. Jak widać z oscylogramów, drgania o małej częstotliwości nakładają się na przebieg napięcia na odgrom-

Tablica V

Napięcie znamionowe (kV)	Stosunek maksymalnej amplitudy drgań do napięcia zapłonu odgromnika	Odległość krytyczna (m)	Czas do ucięcia (μs)
15	0,52	13	0,5
30	0,49	22	0,8
60	0,45	37	1,3
110	0,35	49	1,8

niku. Drgania te wpływają na dodatkowe zwiększenie różnicy między napięciem na zaciskach transformatora a napięciem na odgromniku. Mogą one być przyczyną późnego zapłonu odgromnika (np. w drugim okresie drgania) szczególnie gdy wartość szczytowa udaru nadbiegającego do odgromnika jest mniejsza od napięcia zapłonu odgromnika. Ilustrują to oscylogramy z rys. 13, gdzie widoczne są zarówno drgania



Rys. 13. Oscylogramy napięcia: (*a*) na odgromniku, (*b*) na transformatorze na 6 kV, 2500 kVA, przy odstępie odgromnika od transformatora ok. 50 m

dużej częstotliwości, jak i drgania małej częstotliwości, wywołane przez przebiegi napięcia wewnątrz uzwojenia transformatora.

5. Omówienie wyników.

Dokonane przez autorów badania laboratoryjne oraz rozważania teoretyczne pozwoliły na stwierdzenie, że różnica wartości napięć na zaciskach transformatora i na urządzeniach ochronnych może być wywołana zarówno przez drganie wysokiej częstotliwości od przebiegów (rys. 1) na odcinku *AB* (wywołanych przez czoło udaru i ewentualnie przez jego ucięcie), jak i przez drgania mniejszej częstotliwości powstające wskutek przebiegów falowych wewnątrz uzwojenia transformatora. Dla transformatorów małej mocy zaznaczają się silniej drgania wysokiej częstotliwości, dla transformatorów dużej mocy drgania mniejszej częstotliwości. W przypadku ochrony transformatorów za pomocą iskierników ochronnych lub odgromników wydmuchowych przyrost napięcia na odcinku transformator — urządzenie ochronne może być wywołany tylko przez drganie wysokiej częstotliwości; w przypadku ochrony za pomocą odgromników zaworowych również przez drgania mniejszej częstotliwości. Obliczenie amplitudy drgań wysokiej częstotliwości, a w związku z tym i przyrostu napięcia na transformatorze, przy znajomości przebiegu napięcia udarowego w stacji nie nastręcza poważniejszych trudności.

Przy ochronie za pomocą odgromników zaworowych należy rozpatrywać: 1) przyrost napięcia na transformatorze wywołany przez część udaru do chwili jego ucięcia przez odgromnik, 2) przyrost napięcia na transformatorze wywołany przez przebieg napięcia po zapłonie odgromnika.

Pierwszy przyrost jest analogiczny do przyrostu przy ochronie za pomocą iskierników ochronnych lub iskierników wydmuchowych. Drugi przyrost wywołany jest przez drgania wysokiej częstotliwości oraz przez drgania mniejszej częstotliwości nałożone na napięcie obniżone odgromnika. Jak wykazały obliczenia, przyrosty napięcia od drgań wysokiej częstotliwości mogą stanowić zagrożenie izolacji głównej wejściowych cewek transformatora (drgania wysokiej częstotliwości wskutek silnego tłumienia nie przenikają daleko w głąb uzwojenia). Szczególnie zagrożenie takie występuje w przypadku zainstalowania odgromnika w odległości większej od odległości krytycznej podanej w tabl. V.

Drgania mniejszej częstotliwości wewnątrz uzwojenia transformatora nie zależą od miejsca zainstalowania odgromnika. Występują więc one również przy próbie udarowej transformatora i izolacja główna uzwojenia transformatora jest wymiarowana przy uwzględnieniu tych napięć. Natomiast drgania mniejszej częstotliwości mogą być groźne dla izolatora przepustowego. Podczas próby udarowej na zaciskach transformatora panuje sztywne napięcie udarowe, a więc na izolatorze przepustowym nie ma wzrostu napięcia i odstępy izolacyjne przepustu nie są przewidziane na ewentualny wzrost napięcia udarowego. W eksploatacji prawie sztywne napięcie panuje na odgromniku, który znajduje się w pewnej odległości od transformatora. Odcinek linii zawarty między transformatorem a odgromnikiem można traktować w przybliżeniu jako przedłużenie uzwojenia, a więc na zaciskach transformatora wystąpi napięcie wyższe niż na odgromniku, odpowiadające napięciu, które występowałoby na izolacji głównej uzwojenia w pewnej odległości od zacisku wejściowego. Tak więc drgania mniejszej częstotliwości zagrażają jedynie izolacji przepustu, natomiast drgania wysokiej częstotliwości izolacji przepustu i izolacji głównej cewek wejściowych transformatora.

Naprężenia izolacji głównej transformatora łącznie z izolacją przepustu są większe w przypadku ochrony przy pomocy odgromników zaworowych niż w przypadku iskierników lub odgromników wydmuchowych. Odległości odgromników zaworowych od transformatora muszą więc być mniejsze niż odległości iskierników lub odgromników wydmuchowych. Przy ochronie transformatorów małej mocy dopuszczalne odległości odgromnika od transformatora można obliczać biorąc pod uwagę tylko drgania wysokiej częstotliwości, przy transformatorach o dużej mocy należy uwzględnić również drgania mniejszej częstotliwości. Amplitudy tych ostatnich można wyznaczyć jedynie doświadczalnie.

Największe zagrożenie izolacji podłużnej występuje w przypadku, gdy częstotliwość drgań na odcinku iskiernik-transformator lub odgromnik-transformator wywołanych urządzeniem ochronnym, jest bliska jednej z częstotliwości własnych transformatora. W tym przypadku nawet przy zastosowaniu odgromników zaworowych naprężenia w izolacji podłużnej mogą przekroczyć wartości dopuszczalne.

Dla zmniejszenia zagrożenia izolacji podłużnej transformatora wydaje się celowe:

1) bądź zaostrzyć próbę udarem uciętym przez umieszczenie iskiernika ucinającego w takiej odległości od transformatora (w zakresie odległości dopuszczalnych), przy której występują największe napięcia na izolacji podłużnej; spełnienie tego warunku pociąga za sobą konieczność wzmocnienia izolacji podłużnej transformatorów;

2) bądź (gdzie to będzie możliwe) umieszczać urządzenie ochronne w takiej odległości od transformatora (w zakresie odległości dopuszczalnych), przy której nie występują napięcia groźne dla izolacji podłużnej transformatora.

Na wybór jednej z podanych alternatyw ma wpływ przebieg zależności naprężenia izolacji podłużnej od odstępu urządzenia ochronnego do transformatora; wyboru będzie można dokonać po zbadaniu większej liczby transformatorów.

Ochrona przy pomocy odgromników wydmuchowych lub iskierników ochronnych daje znacznie większe naprężenia w izolacji podłużnej transformatorów niż ochrona przy pomocy odgromników zaworowych.

Dokonane badania doprowadzają do wniosku, że najkorzystniejszy jest system ochrony jednostopniowej przy pomocy odgromników zaworowych, gdyż system taki zmniejsza znacznie prawdopodobieństwo przeskoku w stacji. Odstęp odgromnika od obiektu chronionego należy dobierać według napięcia, które wytrzymuje najsłabszy punkt stacji.

Przytoczone wyżej obliczenia oraz badania wykonano przy podanych w tekście założeniach uproszczających. W warunkach eksploatacyjnych należy liczyć się z pojemnościami poszczególnych części stacji, z pojemnościami wejściowymi transformatorów, ze złożonymi przebiegami falowymi oraz

z tłumieniem drgań. Czynniki te mogą w pewnym stopniu wpłynąć na wartość naprężeń w transformatorze, nie wydaje się jednak, aby mogły one w zasadniczy sposób zmienić charakter rozpatrywanych zjawisk.

6. Wnioski.

1) Przy zastosowaniu do ochrony transformatorów iskierników lub odgromników wydmuchowych najbardziej zagrożona jest izolacja podłużna uzwojeń. Dlatego wybór miejsca na urządzenia ochronne należy uzależniać od naprężeń w izolacji podłużnej. Wydaje się celowe dobierać odstęp urządzenia ochronnego od transformatora w taki sposób, żeby częstotliwość drgań, które powstają na przewodach łączących, różniła się możliwie dużo od częstotliwości własnych drgań uzwojenia chronionego transformatora.

2) W stacjach o dużej liczbie odejść, gdzie głębokość ucięcia udaru jest mała, należy dobierać odległości odgromników zaworowych od transformatorów jedynie z punktu widzenia naprężeń w izolacji głównej uzwojeń. Dotyczy to głównie transformatorów małej mocy. Przy transformatorach dużej mocy należy brać pod uwagę również naprężenia izolacji przepustów. W stacjach, w których głębokość ucięcia udaru jest duża, odstęp odgromnika zaworowego od transformatora powinien być mniejszy, przy czym powinien on być dobrany przy uwzględnieniu naprężeń w izolacji zarówno głównej, jak i podłużnej.

3) Najlepszym systemem ochrony stacji jest ochrona jednostopniowa przy pomocy odgromników zaworowych.

LITERATURA

[1] Aeschlimann H., Amsler J. Schutz von Transformatoren gegen Überspannungen durch Ableiter oder Stossfunkenstrecken (Bull. SEV, 1953, Nr 3, 88)
[2] Bader J., Lech W. Protection du point neutre des transformateurs (CIGRÉ, 1954, rap. 113).
[3] Dołginow A. I. Grozozaszczyta elektriczeskich ustanowok (Goseniergoizdat, Moskwa — Leningrad, 1954, 167)
[4] Gross I. W., Bliss T. J., Dillard J. K. A Study of Lightning Protection in Extra-high-voltage Stations (Electr. Eng., 71, 1952, 407)
[5] Witzke R. I., Bliss T. J. Coordination of Lightning Arrester Location with Transformer Insulation Level (AIEE Trans., 69, II, 1950, 964)
[6] Norma PN/E-05001 — Koordynacja izolacji
[7] Wskaźniki ochrony odgromowej stacji elektroenergetycznych (Min. Eng., 1952)

XXIX

MGR INŻ. W. LECH
MGR INŻ. J. KELASZ
Zakład Wysok. Napięć Inst. Elektr.

O możliwości obniżenia izolacji przełączników zaczepów transformatorowych pod obciążeniem w sieci krajowej 110-kilowoltowej

621.314.214.322:621.3.072.8:621.3.048

Treść. Ze względów gospodarczych i konstrukcyjnych pożądane jest zmniejszenie izolacji przełącznika mocy w przełączniku zaczepów transformatora. Rozpatrzono zagadnienie obniżenia poziomu izolacji przełączników zaczepów pod obciążeniem w sieciach krajowych 110-kilowoltowych.

О возможности применения в трансформаторах переключателя с пониженной изоляцией в польских сетях 110 кв. С экономической и конструкторской точки зрения желательно понизить изоляцию контактора в переключателе под нагрузкой. Вопрос рассматривается применительно к нуждам польской сети 110 кв.

Prospect of reducing the insulation in transformer tap-changers under load in Polish 110 kV power system. Economic and constructional considerations make it desirable to curtail insulation in the contactors of tap-changers under load. Review of this problem in respect of Polish 110 kV transmission lines.

1. Wstęp.

Przemysł krajowy zamierza w najbliższych latach uruchomić produkcję przełączników zaczepów pod obciążeniem dla transformatorów 110-kilowoltowych. W związku z tym powstaje zagadnienie wyboru typu przełącznika najdogodniejszego z punktu widzenia produkcyjnego i eksploatacyjnego. Przy rozwiązywaniu tego zagadnienia należy przede wszystkim rozstrzygnąć, jaki to ma być przełącznik — fazowy czy gwiazdowy; w tym drugim przypadku należy rozważyć możliwość stosowania w punkcie zerowym transformatora przełącznika o obniżonej izolacji.

Jak wykazuje praktyka, konieczność stosowania przełączników fazowych w sieciach 110-kilowoltowych istnieje jedynie w przypadku autotransformatorów (chociaż i w tym przypadku można zastąpić układ autotransformator-przełącznik fazowy układem transformatorów dodawczych z przełącznikiem gwiazdowym o niższym napięciu znamionowym); w transformatorach stosuje się ogólnie przełączniki gwiazdowe tańsze i o mniejszych wymiarach od fazowych. Dalej będzie mowa tylko o przełącznikach gwiazdowych.

W przypadku stosowania przełączników o obniżonej izolacji należy rozpatrzyć przepięcia, które mogą powstać na izolacji przełącznika [5]:

1) między przełącznikiem mocy i skrzynią transformatora,
2) między stykami wybieraka a ziemią,
3) między sąsiednimi stykami wybieraka.

Izolacja wymieniona pod 1) w transformatorach, pracujących z izolowanym punktem zerowym i bez ochrony odgromowej punktu zerowego, powinna wytrzymywać napięcia udarowe równe w przybliżeniu dwukrotnej wartości napięcia, które może się zjawić na zaciskach wejściowych. Izolacja taka jest łatwa do wykonania w przełącznikach oporowych migowych, ponieważ wymiary oporników są w tym przypadku niewielkie i oporniki te mogą być umieszczone bezpośrednio na przełączniku mocy. W przełącznikach oporowych wolnoprzełączających zagadnienie jest trudniejsze. Największe trudności sprawia wykonanie izolacji według punktu 1) w przełącznikach dławikowych, szczególnie w przypadku, kiedy dławik jest obliczony na pracę ciągłą, ponieważ wtedy dławik wypada bardzo ciężki i odizolowanie go wraz z rdzeniem natrafia na trudności. Istnieją również duże trudności przy odizolowaniu uzwojenia dławika od jego rdzenia, gdy rdzeń ten jest uziemiony.

Trudności związane z wykonaniem izolacji wymienionej pod 2) na ogół nie są duże. Przy zastosowaniu przełączników z obniżoną izolacją przełącznika mocy będzie ona mogła być również zmniejszona.

Izolacja wymieniona pod 3) w ogóle nie może być obniżona i powinna pozostać taka, jak w przełącznikach 110-kilowoltowych z pełną izolacją.

2. Możliwość stosowania przełączników zaczepów o obniżonej izolacji w transformatorach 110-kilowoltowych pracujących z uziemionym punktem zerowym.

Nie ulega wątpliwości, że do transformatorów, pracujących z bezpośrednio uziemionym punktem zerowym, można stosować przełączniki zaczepów o obniżonej izolacji. Przyjmując maksymalny zakres regulacji $\pm$ 15% (zakres przyjęty jako wystarczający w sieciach krajowych), otrzymuje się napięcie regulacji 33 kV.

Izolacja przełącznika mocy nie jest w tym przypadku praktycznie naprężana (napięcie na niej równe jest napięciu jednego zaczepu). Izolacja wybieraków względem ziemi będzie naprężana w normalnych warunkach pracy tak, jak w przełączniku fazowym na 35 kV.

Napięcia występujące na izolacji międzystykowej w normalnych warunkach pracy wybieraka są takie, jak w normalnym przełączniku 110-kilowoltowym.

Przy przepięciach udarowych na izolacji międzystykowej wybieraka oraz między stykami a ziemią wystąpią takie same wartości napięć, jak na uzwojeniach regulacyjnych transformatora 110-kilowoltowego z uziemionym punktem zerowym.

Jak wykazały pomiary wykonane w Instytucie Elektrotechniki, przepięcia takie przy udarach mogą osiągnąć wartości dochodzące do 60% wartości szczytowej udaru doprowadzonego; przy udarowym napięciu (według normy PN/E-5001) 550 kV wynosi to $550 \cdot 0{,}6 = 330$ kV.

Z powyższych rozważań wynika, iż w transformatorach 110-kilowoltowych, pracujących z uziemionym punktem zerowym, można stosować przełączniki o obniżonej izolacji pod warunkiem, że izolacja międzystykowa wybieraków oraz izolacja między stykami a ziemią będzie wystarczająca, aby wytrzymać przepięcia udarowe dochodzące do 330 kV. Izolacja przełącznika mocy może być znacznie obniżona. Można na przykład stosować przełączniki na napięcie znamionowe izolacji względem ziemi 30 kV.

3. Możliwości stosowania przełączników zaczepów o obniżonej izolacji w transformatorach pracujących z izolowanym punktem zerowym.

Jak wykazały pomiary Instytutu Elektrotechniki, przepięcia występujące w izolowanym punkcie zerowym transformatorów krajowych 110-kilowoltowych osiągają dwukrotną wartość udaru doprowadzonego (jednocześnie do trzech faz). Wynosi to ok. $550 \cdot 2 = 1100$ kV.

Aby było możliwe zastosowanie przełącznika o obniżonej izolacji przełącznika mocy należy zmniejszyć wartość tych przepięć przy pomocy odgromnika umieszczonego w punkcie zerowym transformatora. Odgromniki w punkcie zerowym z jednej strony powinny obniżać przepięcia udarowe do wartości niegroźnych dla izolacji przełącznika, z drugiej strony powinny mieć wystarczająco wysokie napięcie gaszenia, aby przerywać prąd następczy przy przepięciach 50-okresowych, które mogą pojawić się w punkcie zerowym transformatora w przypadku zakłóceń w sieci.

a) W sieciach skompensowanych 110-kilowoltowych przepięcia 50-okresowe w punkcie zerowym transformatorów nie przekraczają na ogół wartości napięcia fazowego. Napięcie znamionowe odgromników, przeznaczonych do ochrony punktu zerowego takich transformatorów, nie powinno więc być niższe od napięcia fazowego wynoszącego 63,5 kV. Przełącznik mocy winien być w tym przypadku obliczony na napięcie znamionowe izolacji nie mniejsze niż 63,5 kV, co odpowiada wartości udarowego napięcia probierczego 330 kV. Izolacja styków wybieraka względem skrzyni powinna wytrzymywać napięcie udarowe równe sumie napięcia obniżonego odgromnika 240 kV i maksymalnego napięcia na uzwojeniu regulacyjnym 330 kV, czyli napięcie 570 kV. Izolacja międzystykowa wybieraka powinna być taka sama, jak w normalnych przełącznikach 110-kilowoltowych.

b) W sieciach 110-kilowoltowych ze skutecznie uziemionym punktem zerowym większość transformatorów pracuje z izolowanym punktem zerowym. Przy napięciu roboczym równym napięciu znamionowemu maksymalną wartość przepięć 50-okresowych powstających w punkcie zerowym takich transformatorów przy zwarciu jednej fazy z ziemią można wyznaczyć na podstawie następującego rozważania.

Jednym z warunków skuteczności „uziemienia punktu zerowego" jest stosunek

$$\frac{X_0}{X_1} \leqslant 3,$$

gdzie X_0 — oporność indukcyjna dla składowej zerowej,
X_1 — oporność indukcyjna dla składowej zgodnej.

Prąd zwarcia z ziemią zerowej kolejności wynosi:

$$I_0 = \frac{U_f}{X_1 + X_2 + X_0} \cong \frac{U_f}{2X_1 + X_0} = \frac{U_f}{\frac{5}{3} X_0} = \frac{3}{5} \frac{U_f}{X_0},$$

gdzie X_2 — oporność indukcyjna dla składowej przeciwnej. Napięcie kolejności zerowej w miejscu zwarcia wynosi więc

$$U_0 = I_0 X_0 = \frac{3}{5} U_f = \frac{3}{5} \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 37{,}5 \text{ kV}.$$

W założeniu, że oporność pojemnościowa dla składowej zerowej jest dużo mniejsza od oporności indukcyjnej dla składowej zerowej (co zwykle bywa w sieci o skutecznie uziemionym punkcie zerowym), napięcie U_0 jest jednocześnie największym napięciem 50-okresowym, jakie może wystąpić w punkcie zerowym transformatora. Stąd wynika, że w punkcie zerowym takich transformatorów można zastosować odgromnik na napięcie znamionowe nie mniejsze od 37,5 kV, np. odgromnik na 40 kV. Przełącznik mocy winien być w tym przypadku obliczony na napięcie znamionowe izolacji nie mniejsze od 37,5 kV, np. 40 kV, co odpowiada wartości udarowego napięcia probierczego 218 kV *).

Izolacja styków wybieraka względem skrzyni powinna wytrzymywać napięcie udarowe równe w przybliżeniu sumie napięcia obniżonego odgromnika (ok. 154 kV) i maksymalnego napięcia na uzwojeniu regulacyjnym (ok. 330 kV), czyli napięciu $\sim$ 484 kV.

Izolacja międzystykowa wybieraka powinna być taka sama, jak w przełącznikach 110 kV z pełną izolacją.

Należy jeszcze rozważyć, jak zachowują się odgromniki zainstalowane w punkcie zerowym transformatora przy przepięciach nieustalonych (powstających np. przy różnego rodzaju zwarciach i przy procesach łączeniowych) [2, 4]. W literaturze technicznej brak jest danych dotyczących wartości i kształtu tych przepięć, które powstają w punkcie zerowym transformatorów pracujących w sieci ze skutecznie uziemionym punktem zerowym. Orientacyjne obliczenia wykazują, że w sieciach ze skutecznie uziemionym punktem zerowym wartość większości przepięć nieustalonych, występujących w izolowanym punkcie zerowym transformatorów, nie przekracza wartości szczytowej statycznego napięcia zapłonu odgromnika 40-kilowoltowego (wynoszącej ok. 120÷170 kV max). Tego rodzaju przepięcia nie będą więc groźne dla 40-kilowoltowego odgromnika umieszczonego w punkcie zerowym transformatora.

Do tej grupy przepięć można zaliczyć przepięcia ziemno-zwarciowe, które w punkcie zerowym transformatora dochodzą do $0{,}8\sqrt{2}\,U_f = 83$ kV (w założeniu, że nie występuje zjawisko łuku przerywanego). Przepięcia nieustalone, powstające przy odłączaniu transformatorów nieobciążonych, mogą osiągać wartość $\sqrt{2}\,U_f = 90$ kV (obliczenie przeprowadzono w założeniu, że przerwanie obwodu nastąpiło w chwili przejścia prądu przez zero, oraz że nie ma ponownych zapłonów na wyłączniku). Odgromnik 40-kilowoltowy nie zadziała więc również i na te przepięcia.

W przypadkach wystąpienia szczególnie wysokich przepięć nieustalonych (które mogą powstać np. przy powtórnych zapłonach na wyłączniku, lub przy przerywanym przepięciu ziemno-zwarciowym) odgromnik w punkcie zerowym transformatora zadziała.

Nie jest dotychczas zbadane, czy przepięcia tego rodzaju uszkodzą odgromnik. Sądzić należy, że odgromnik w punkcie zerowym ma korzystniejsze warunki pracy przy przepięciach nieustalonych niż odgromnik na wejściu transformatora, gdyż prąd płynący przez odgromnik jest ograniczony przez indukcyjność transformatora. Ta okoliczność umożliwia zastosowanie do ochrony punktu zerowego — oprócz odgromników normalnych — odgromników specjalnej konstrukcji o zwiększonej liczbie płytek zmiennooporowych. Odgromnik taki ma większą wytrzymałość na przepięcia nieustalone niż odgromnik o normalnej wysokości słupa zmiennooporowego [1].

Ewentualne uszkodzenie odgromnika w punkcie zerowym bezpośrednio nie spowoduje uszkodzenia transformatora i przełącznika zaczepów. Natomiast transformator, a szczególnie przełącznik zaczepów są narażone na uszkodzenie, jeśli po uszkodzeniu odgromnika nastąpi przepięcie atmosferyczne o dostatecznej wartości. Dla uniknięcia tego transformator należy odłączać od sieci, jeżeli w czasie burzy nastąpi uszkodzenie odgromnika.

4. Wnioski.

1) W transformatorach z izolowanym punktem zerowym pracujących w sieci o skutecznie uziemionym punkcie zerowym można stosować gwiazdowe przełączniki zaczepów o obniżonym napięciu znamionowym izolacji przełącznika mocy do 40 kV.

2) Izolacja styków wybieraka względem skrzyni transformatora może być słabsza niż w normalnym przełączniku 110-kilowoltowym. Izolacja ta powinna być tak dobrana, aby wytrzymywała napięcie udarowe 484 kV.

3) Izolacja międzystykowa wybieraka powinna być taka sama, jak w pełnoizolowanych przełącznikach 110-kilowoltowych.

---

*) Normalne gwiazdowe przełączniki zaczepów na napięcie znamionowe U_n mają napięcie znamionowe izolacji przełącznika mocy w przybliżeniu 2-krotnie większe niż U_n wskutek tego, że przepięcia powstające przy wyładowaniach atmosferycznych mogą osiągać 2-krotną wartość udaru doprowadzonego. Sformułowane wyżej wymaganie, aby napięcie znamionowe izolacji przełącznika mocy wynosiło przynajmniej 37,5 kV (np. 40 kV), spełnione jest w normalnych przełącznikach gwiazdowych 30-kilowoltowych.

4) Dla ochrony przełącznika zaczepów o obniżonym do 40 kV poziomie izolacji przełącznika mocy należy w punkcie zerowym transformatora zainstalować odgromnik zaworowy o napięciu znamionowym 40 kV.

5) W sieci skompensowanej 110-kilowoltowej można obniżyć poziom izolacji przełącznika mocy do 65 kV i zainstalować odgromnik 65-kilowoltowy.

LITERATURA

[1] Bader J., Lech W. Protection du point neutre des transformateurs (CIGRÉ, 1954, 113)

[2] Clarke E., Peterson H. A. Overvoltages during power system faults (AIEE Trans., 1933 58, 377)

[3] Dołginow A. Grozozaszczyta elektriczeskich ustanowok (Moskwa-Leningrad, 1945)

[4] Evans R. D., Monteith A. C., Witzke R. L. Power System Transients Caused by Switching and Faults (Electr. Engineering, 1939, 58, 386—394)

[5] Kelasz J. Niektóre zagadnienia dotyczące konstrukcji przełącznika zaczepów pod obciążeniem (ob. w zeszycie niniejszym)

[6] Sirotinski L. J. Tiechnika wysokich napriażenij (Moskwa-Leningrad, 1945, 45—99)

[7] Sollergren B. Possibilité de niveaux d'isolement réduits dans le neutre des transformateurs (CIGRÉ, 1952, 134)

[8] Wellauer M. Protection du point neutre des transformateurs contre les contraintes électriques et les surtensions (CIGRÉ, 1952, 117)

XXX

MGR INŻ. STANISŁAW SŁOWIKOWSKI
MGR INŻ. STANISŁAW ŻOŁĘDZIOWSKI
Zakład Wysok. Napięć
Instyt. Elektr.

Niektóre zagadnienia z badań profilaktycznych transformatorów

621.314.027.7:621.317.799.001.2

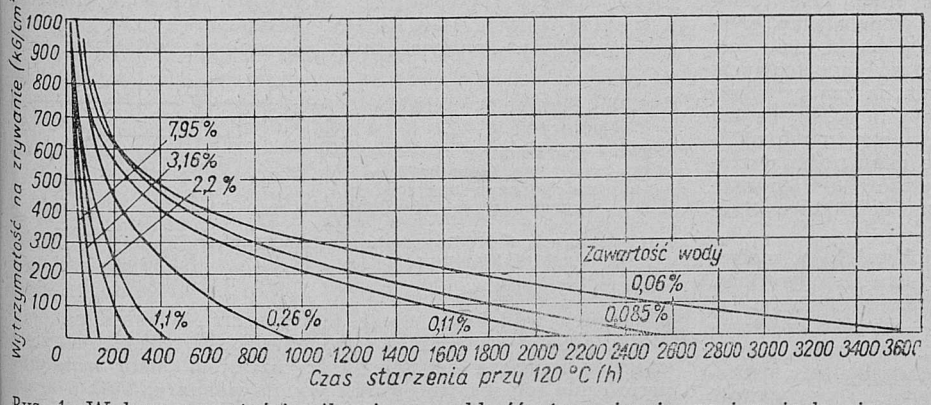
Treść. Izolacja poprzeczna transformatora i wskaźniki jej stanu. Warunki i technika pomiarów: oporność izolacji, wskaźniki adsorpcji — pojemnościowy i przewodnościowy, prąd przewodnościowy, współczynnik strat dielektrycznych, intensywność jonizacji. Wyniki pomiarów wskaźników dla 32 transformatorów w eksploatacji o napięciu 15 ÷ 110 kV. Interpretacja wyników. Proponowane wymagania w sprawie izolacji.

Некоторые проблемы в области профилактического исследования трансформаторов. Поперечная изоляция трансформатора и показатели ее качества. Условия и техника измерений — сопротивления изоляции, коэффициентов адсорбции R_{60}/R_{15} и C_2/C_{50}, тока утечки, диэлектрических потерь и интенсивности частичных разрядов. Результаты измерений показателей изоляции для 32 трансформаторов в эксплоатации на напряжение 15—110 кв. Анализ результатов измерений. Предложенные требования в отношении изоляции трансформаторов.

Certain problems concerning prophylactic transformer inspections. Transformer insulation, and indices for its condition. Methods of measuring insulation resistance, adsorption coefficient R_{60}/R_{15}, capacitive ratio at two frequencies C_2/C_{50}, leakage current, ionisation current. Results of tests carried out over 32 transformers operating at from 15 to 110 kV. Interpretation of results. Suggested insulation standards.

1. Wstęp.

Doświadczenie energetyki zarówno zagranicznej, jak i krajowej, wskazuje, że okresowe remonty i badania oleju w niewystarczającym stopniu gwarantują pewność ruchu transformatorów energetycznych. Według krajowej statystyki zakłóceń w 1952 r. uległo uszkodzeniu 10% wszystkich pracujących transformatorów, przy czym większa część uszkodzeń nie była wywołana przepięciami atmosferycznymi. Wynika stąd konieczność wprowadzenia nowych metod badania stanu izolacji, które w sposób bardziej skuteczny wykrywałyby izolację osłabioną. Jak wiadomo, badania te polegają na pomiarze elektrycznych wielkości charakteryzujących izolację czyli wskaźników izolacji oraz na określaniu stanu izolacji na podstawie uzyskanych wartości. Wprowadzenie badań profilaktycznych pociąga za sobą konieczność ustalenia wymagań co do stanu izolacji transformatorów będących w eksploatacji. Okazuje się jednak, że rozwiązanie tego zagadnienia nastręcza wiele trudności.



Rys. 1. Wpływ zawartości wilgoci na szybkość starzenia się papieru izolacyjnego nasyconego olejem
Miarę zestarzenia stanowi wytrzymałość na zrywanie

Porównując wymagania poszczególnych instrukcji badań profilaktycznych transformatorów [9, 14, 16], można dostrzec znaczne różnice w przyjmowaniu dopuszczalnych wartości wskaźników izolacji, jak również z roku na rok zmiany w metodyce badań. Trudności, na które natrafia się przy ustalaniu poglądu na właściwe działanie transformatora, uwypukla również referat sprawozdawczy E. T. Norrisa na MKWSE w 1952 r. [17].

W Związku Radzieckim zagadnienie badań profilaktycznych było wcześnie zrozumiane i opracowywane. Świadczy o tym bogata literatura na ten temat oraz liczne instrukcje i okólniki Ministerstwa Elektrowni ZSRR.

Gdy w latach 1951/52 autorzy niniejszego artykułu podjęli próby zastosowania w kraju ówczesnych wymagań radzieckich w zakresie wskaźników izolacji, okazało się, iż konieczne byłoby wycofanie z ruchu bardzo dużego procentu badanych transformatorów. Bezpośrednie przyjęcie wymagań było zatem niemożliwe ze względów praktycznych. Dokonanie badań na kilkudziesięciu transformatorach w eksploatacji umożliwiło autorom zajęcie stanowiska w sprawie prób profilaktycznych transformatorów pracujących w kraju, jak również wyjaśniło szereg zagadnień dotąd nie opracowanych.

2. Izolacja poprzeczna transformatora i wskaźniki jej stanu.

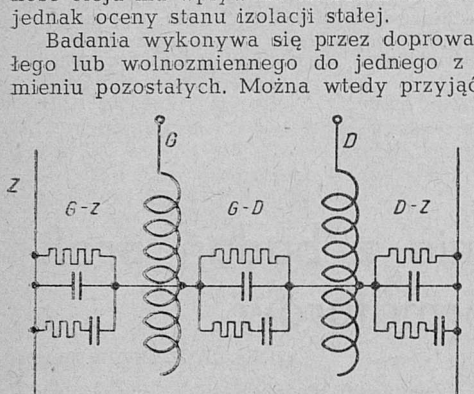
Na izolację transformatora składają się na ogół olej oraz materiały stałe, jak papier nawojowy, papier bakielizowany, preszpan i drzewo. W czasie eksploatacji izolacja ta ulega przemianom, które z reguły obniżają pewność pracy urządzenia. Olej ulega zakwaszeniu, zawilgoceniu i polimeryzacji, którą przyśpiesza katalityczne działanie miedzi. Papier kruszeje, zawilgaca się, powstają w nim miejscowe uszkodzenia od przepięć atmosferycznych, tworzy się na nim osad od zestarzonego oleju. Zawilgocenie izolacji papierowej powoduje [3], prócz obniżenia wytrzymałości elektrycznej, znaczne przyspieszenie procesu kruszenia (rys. 1).

Praktyka wykazuje, iż opierając się jedynie na analizie warunków eksploatacyjnych, nie można wykryć wyżej wspomnianych przemian i przewidzieć właściwego terminu remontu transformatora. Równie niewystarczające jest kwali-

fikowanie stanu izolacji transformatora jedynie na podstawie badania oleju, gdyż w układzie izolacyjnym mogą istnieć takie miejsca, gdzie ze względu na mostkowy mechanizm przebicia oleju rolę izolatora przejmuje wyłącznie izolacja stała.

Ze względu na niemożliwość pobierania próbek izolacji stałej istnieje konieczność badania stanu izolacji drogą pomiaru wskaźników w narzuconym układzie izolacyjnym, jakim jest układ transformatora napełnionego olejem. Obecność oleju ma wpływ na mierzone wartości, nie uniemożliwia jednak oceny stanu izolacji stałej.

Badania wykonywa się przez doprowadzenie napięcia stałego lub wolnozmiennego do jednego z uzwojeń przy uziemieniu pozostałych. Można wtedy przyjąć, że całe uzwojenie



Rys. 2. Podział układu izolacyjnego transformatora na części

G — uzwojenie górnego napięcia
D — uzwojenie dolnego napięcia
Z — kadź i inne części uziemione
G—Z — izolacja uzwojenia górnego napięcia względem części uziemionych
D—Z — izolacja uzwojenia dolnego napięcia względem części uziemionych
G—D — izolacja uzwojenia górnego napięcia względem dolnego

znajduje się pod jednakowym potencjałem. W tych warunkach izolacja podłużna, w której skład wchodzi izolacja międzycewkowa i międzyzwojowa nie jest naprężana elektrycznie, a tym samym stan tej izolacji nie wpływa na wynik pomiaru, który zależy jedynie od stanu izolacji poprzecznej transformatora.

Wykonuje się pomiary następujących wskaźników *) izolacji: 1) oporność izolacji R_{60}, 2) przewodnościowy wskaźnik adsorpcji R_{60}/R_{15}, 3) pojemnościowy wskaźnik adsorpcji C_2/C_{50}, 4) prąd przewodnościowy I_p, 5) współczynnik strat dielektrycznych tgδ, 6) intensywność wyładowań niezupełnych.

Wskaźniki te w różny sposób zależą od czynników obniżających wytrzymałość elektryczną izolacji transformatora. Tak więc oporność izolacji zmniejsza się wraz z zawilgoceniem, jak również i w przypadku uszkodzeń miejscowych. Także od tych czynników zależy wartość prądu przewodnościowego, którego pomiar wykonuje się z reguły przy wyższym napięciu niż pomiar oporności i który dzięki temu jest bardziej czuły na występowanie uszkodzeń miejscowych. Obydwa te wskaźniki, choć są bardzo czułe na zmiany stanu izolacji, w praktycznym zastosowaniu mają tę wadę, że ich wartości zależą również od wymiarów geometrycznych układu izolacyjnego, wskutek czego mogą one mieć różne wartości liczbowe dla różnych typów transformatorów, a więc ustalenie dopuszczalnych wartości natrafia na dodatkowe trudności.

Pozostałe wskaźniki wcale nie zależą lub zależą w małym stopniu od wymiarów izolacji, dzięki czemu ich wartości mogą być porównywane dla transformatorów różnych typów, napięć i mocy. Dwa wskaźniki adsorpcji — przewodnościowy i pojemnościowy — wprowadzono do pomiaru zawilgocenia izolacji. Stwierdzono jednak, że np. przy wystąpieniu uszkodzenie miejscowego zdarza się, iż R_{60}/R_{15} zmienia swą wartość (maleje), a C_2/C_{50} pozostaje bez zmiany [5]. Odwrotnie wpływa zestarzenie się oleju: C_2/C_{50} wzrasta, natomiast R_{60}/R_{15} pozostaje praktycznie bez zmian. Stąd wypływa słuszność stosowania obok siebie pomiaru obu tych wskaźników. Teoretyczne uzasadnienie [1, 2, 4, 8, 12] znajdują oba wskaźniki w zmianie stałej czasu relaksacji polaryzacji międzywarstwowej, tj. polaryzacji wynikającej w przypadku niejednorodnej budowy dielektryku (papieru).

Pomiar tg δ może być wykorzystany do oceny stanu izolacji z punktu widzenia zarówno zestarzenia się i zawilgocenia, jak również występowania wyładowań niezupełnych (jonizacji). Ze względów omówionych w rozdz. 3c pomiar tg δ na ogół wyzyskuje się do wykrycia zawilgocenia i zestarzenia. Uszkodzenia miejscowe w małym stopniu wpływają na wartość tg δ. Intensywność wyładowań niezupełnych [13] stanowi cenny wskaźnik, bardziej od innych wskaźników związany fizycznie z mechanizmem przebicia izolacji transformatora. Duże trudności nastręcza jednak ustalenie warunków pomiaru intensywności jonizacji oraz dobranie odpowiednich jednostek.

Należy stwierdzić, że dzięki stosowaniu takiej ilości wskaźników, można z dużym prawdopodobieństwem nie tylko stwierdzić pogorszenie się stanu izolacji, ale również określić przyczynę powodującą to pogorszenie. Ustalenie dopuszczalnych wartości tych wskaźników natrafia jednak na duże trudności. Napięcie przebicia zależy od stanu materiału izolacyjnego oraz od takich warunków, jak rodzaj materiału izolacyjnego, układ izolacyjny, temperatura izolacji, rodzaj i sposób doprowadzenia napięcia. Wskaźniki określają jedynie stan izolacji. Pomiary wskaźników nie pozwalają przy tym na stwierdzenie, w jakim stopniu wykryty obszar z osłabioną izolacją jest naprężany elektrycznie w czasie pracy transformatora. Jednocześnie wartości wskaźników izolacji zależą od kilku czynników, z których każdy ma inny wpływ na wartość napięcia przebicia, np. C_2/C_{50} wzrasta zarówno ze starzeniem się oleju, jak i z zawilgoceniem papieru [19]. Z powyższych wskazań wynika, że wartości wskaźników nie określają dokładnie napięcia przebicia transformatora. Napięcie przebicia $U_p = f(w_1, w_2, w_3 \ldots w_n)$, wyrażone w funkcji wartości wskaźników izolacji $w_1, w_2, w_3 \ldots w_n$, nie jest przez te wskaźniki jednoznacznie określone.

3. Technika pomiaru wskaźników izolacji.

a) Układ zastępczy transformatora.

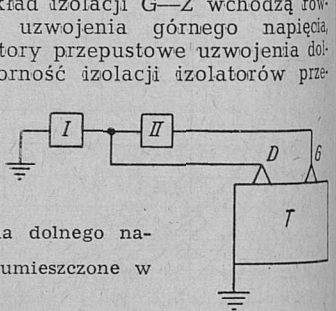
Do ścisłego określenia warunków pomiaru przyjęto układ zastępczy transformatora podany na rys. 2. Układ ten nie odwzorowuje dokładnie rzeczywistego układu izolacyjnego, jednak podział izolacji na części i analiza stanu izolacji poszczególnych części układu pozwalają na głębszy wgląd w zjawiska występujące w izolacji transformatora, jak również pomagają przy określeniu miejsca ewentualnego uszkodzenia.

Wprowadzimy dla poszczególnych części izolacji następujące oznaczenia:

G—Z — izolacja uzwojenia górnego napięcia względem ziemi,
D—Z — izolacja uzwojenia dolnego napięcia względem ziemi,
G—D — izolacja uzwojenia górnego napięcia względem uzwojenia dolnego napięcia.

Należy zaznaczyć, że w skład izolacji *G—Z* wchodzą również izolatory przepustowe uzwojenia górnego napięcia, a w skład izolacji *D—Z* izolatory przepustowe uzwojenia dolnego napięcia. Ponieważ oporność izolacji izolatorów przepustowych w dobrym stanie jest znacznie większa od oporności izolacji uzwojeń, a ich pojemność względem ziemi znacznie mniejsza od pojemności uzwojeń, stan izolatorów przeważnie nie ma wpływu na wyniki pomiaru. Tylko bardzo znaczne defekty przepustów mogą mieć wyraźny wpływ na mierzone wielkości. Dlatego też wyniki pomiarów izolacji *G—Z* i *D—Z* są zależne od stanu izolacji wewnątrz transformatora, a nie od stanu izolatorów przepustowych.

Rys. 3. Pomiar w układzie połączeń *G—Z*



T — transformator
C — wyprowadzenie uzwojenia górnego napięcia
D — wyprowadzenie uzwojenia dolnego napięcia
I, II — miernik i źródło prądu umieszczone w dowolnej kolejności

W eksploatacji pomiary wykonywa się jednak najczęściej na całej izolacji poprzecznej uzwojenia górnego napięcia (symbol *G—DZ* — odpowiadający połączeniu równoległemu części izolacji *G—Z* i *G—D*) oraz na całej izolacji poprzecznej uzwojenia dolnego napięcia (symbol *D—GZ*, odpowiadający połączeniu równoległemu części izolacji *D—Z* i *D—G*). Pomiary na poszczególnych częściach *G—Z*, *G—D*, *D—Z* mają charakter uzupełniający i wymagają stosowania ekranów.

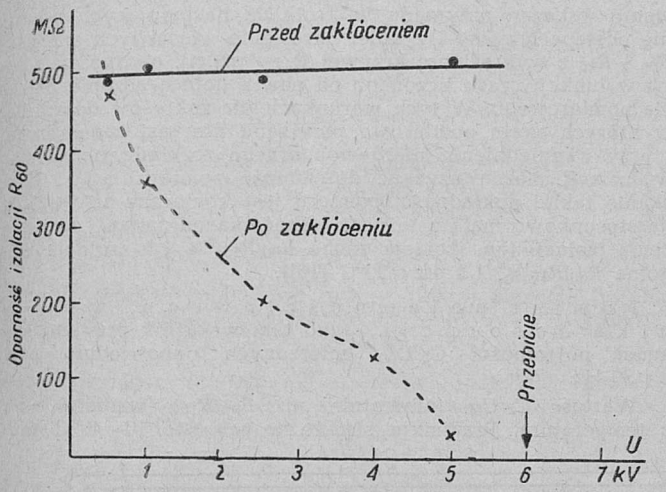
*) Wyjaśnienie oznaczeń wskaźników ob. w rozdz. 3.

Rys. 3 ilustruje zasadę ekranowania dla układu połączeń *G—Z*.

Na transformatorach trójuzwojeniowych wykonywano pomiary stosując analogiczną zasadę układów połączeń.

b) W a r u n k i p o m i a r o w e.

Na wyniki pomiaru wpływa szereg czynników ubocznych nie związanych ze stanem izolacji. W związku z tym istnieje konieczność ścisłego określenia warunków pomiaru. Warunkami tymi są: rodzaj i wysokość napięcia pomiarowego, układ połączeń, temperatura izolacji, typ przyrządu pomiarowego. Pomiary należy wykonywać na transformatorze odłączonym od szyn i innych urządzeń, przy oczyszczonej powierzchni



Rys. 4. Oporność izolacji R_{60} w funkcji napięcia mierzona na transformatorze 15 MVA — 35/6 kV na kilka miesięcy przed zakłóceniem i po zakłóceniu (układ połączeń *D—GZ*, $T = 20^0$C)

izolatorów przepustowych, w temperaturze od 10^0C do 40^0C i przy wilgotności powietrza nie przekraczającej 70%.

Wpływ wymienionych wyżej czynników na wyniki pomiarów oraz sposób ich eliminacji omówiony jest w dalszych rozdziałach dotyczących pomiaru poszczególnych wielkości.

c) P o m i a r y p o s z c z e g ó l n y c h w s k a ź n i k ó w.

P o m i a r o p o r n o ś c i i z o l a c j i. Zgodnie z ogólnie przyjętą zasadą jako oporność izolacji R_{60} przyjęto wskazania przyrządu odczytane po 60 s licząc od chwili doprowadzenia napięcia pomiarowego.

Wartość oporności izolacji zmienia się z wartością napięcia pomiarowego. Stwierdzono jednak, że dla transformatorów z izolacją bez uszkodzeń miejscowych oporności izolacji mierzone przy napięciach 1000 V i 2500 V są praktycznie jednakowe. Przy badaniu izolacji wysokiego napięcia nie stosuje się napięcia pomiarowego niższego od 1000 V, gdyż niskie napięcie jest mało skuteczne w wykrywaniu miejscowych uszkodzeń izolacji. Tłumaczyć to można nieciągłością drogi przewodzącej wywołanej uszkodzeniem (np. nieciągłością zwęglenia wywołanego przebiciem, wniknięciem w miejsce zwarcia cienkiej warstwy oleju). Natomiast przy zastosowaniu napięcia wyższego nieciągłości ulegają przebiciu, co powoduje zmniejszenie oporności izolacji i wskazuje na uszkodzenie. Przypadek taki zdarzył się podczas badania transformatora na 15 MVA, 35/6 kV, który uległ wyłączeniu w czasie burzy. Badania wykazały przebicie izolacji uzwojenia 6-kilowoltowego do ziemi. Wartość oporności w funkcji napięcia (przed wypadkiem i po wypadku) podaje rys. 4.

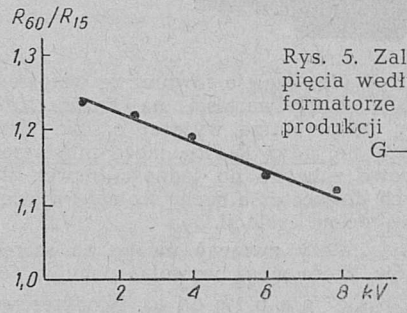
Zdaniem autorów napięcie stałe 2500 V jest najwyższe, jakie można doprowadzać do izolacji niskiego napięcia bez obawy jej uszkodzenia. Z drugiej strony omomierze z cewkami krzyżowymi, zasilane napięciem z prądniczki prądu stałego, mają na ogół dostateczny zakres pomiaru oporności dopiero przy napięciu 2500 V. Natomiast mierniki lampowe, mające znacznie szerszy zakres pomiaru oporności, nie mają na ogół napięcia pomiarowego wyższego od 1000 V. Z tych względów przy pomiarze oporności izolacji wydaje się rzeczą słuszną dopuścić stosowanie napięcia zarówno 1000 V, jak i 2500 V.

Kałantarow podaje [10], że przebieg charakterystyki $R_T/R_{To} = f(T)$ w zakresie 10^0 — 50^0C jest jednakowy dla różnego stopnia zestarzenia i zawilgocenia izolacji transformatorów rozmaitych typów. Zależność tę wyrazić można wzorem przybliżonym:

$$(1) \qquad R_T = \frac{R_{To}}{2^{\frac{T-T_o}{10}}}$$

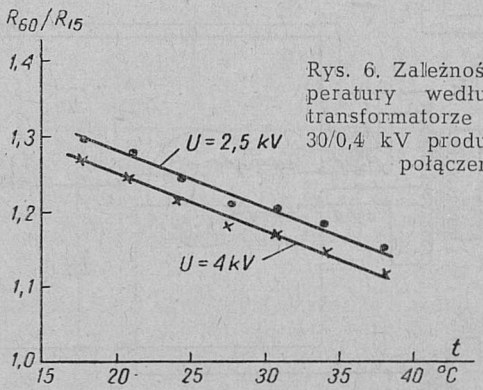
gdzie R_{To} — oporność przy temperaturze T_o,
R_T — oporność przy temperaturze T.

Tak znaczna zależność oporności od temperatury może być źródłem błędnej oceny stanu izolacji, co może wyniknąć z przyjęcia przy pomiarze niewłaściwej temperatury. Przyczynia się do tego uchyb bezwzględny występujący przy pomiarze temperatury, a wynikający z niedokładności wskazań termometru (uchyb ten może wynosić $\pm 1^0$), oraz wpływ nierównomiernego rozkładu temperatur w izolacji nagrzane-



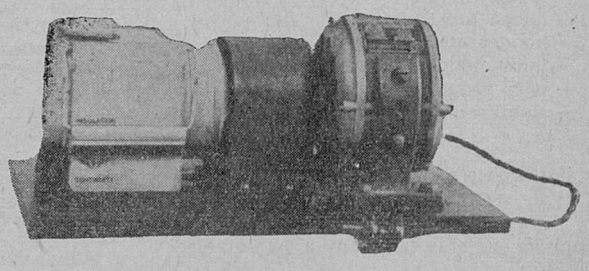
Rys. 5. Zależność R_{60}/R_{16} od napięcia według pomiarów na transformatorze 100 kVA — 30/0,4 kV produkcji M-3 (układ połączeń *G—DZ*, $T = 20^0$C)

go transformatora. Przyjmując temperaturę przy pomiarze, jak to się zwykle czyni, według wskazań termometru umieszczonego w górnej warstwie oleju i zakładając przykładowo, że temperatura izolacji wzdłuż kadzi opada liniowo o 10^0C, na podstawie zależności $R = f(T)$ według wzoru można wykazać, że obliczona wartość oporności jest o 30% wyższa od wartości, którą uzyskałoby się, gdyby cała izolacja była na-



Rys. 6. Zależność R_{60}/R_{15} od temperatury według pomiarów na transformatorze 100 kVA — 30/0,4 kV produkcji M-3 (układ połączeń *G—DZ*)

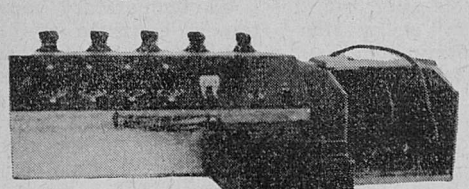
grzana do temperatury równej temperaturze górnej warstwy oleju. Nierównomierność rozkładu temperatury przyczynia się zatem do pozornego zwiększenia mierzonej oporności izolacji. Wynika stąd konieczność odczekania z pomiarem — po wyłączeniu transformatora z ruchu — w miarę możliwości aż do wyrównania się temperatur wewnątrz kadzi. Jednakże po



Rys. 7. Megomierz na 1000 V, 200 MΩ z napędem silnikowym

uwzględnieniu $\pm 10\%$ uchybu względnego wynikłego z niedokładności wskazań termometru ($\pm 1^0$) i $\pm 10\%$ uchybu względnego wynikłego z niedokładności wskazań miernika oraz licząc się z pewną nierównomiernością rozkładu temperatury w izolacji ($+10\%$ uchybu względnego), należy zawsze liczyć się z uchybem pomiaru $+30\%$ do -20%.

Pomiar przewodnościowego wskaźnika adsorpcji. Jako przewodnościowy wskaźnik adsorpcji przyjęto R_{60}/R_{15} — stosunek oporności mierzonych odpowiednio po upływie 60 i 15 s licząc od chwili doprowadzenia napięcia. Pomiar R_{60}/R_{15} wykonuje się na ogół jednocześnie z pomiarem oporności izolacji. W przypadku transformatora, którego izolacja była zawilgocona ($R_{60}/R_{15} < 1{,}3$ przy 20°C), stwierdzono że R_{60}/R_{15} maleje nieznacznie ze wzrostem napięcia pomiarowego (rys. 5). W zakresie tem-



Rys. 8. Przyrząd do pomiaru C_2/C_{50} (wykonanie TWN/IEl)

peratury od ok. 10—40°C R_{60}/R_{15} maleje również ze wzrostem temperatury o około 10% swej wartości na każde 10°C (rys. 6). Pomiarów przy temperaturze wyższej od ok. 40°C na ogół nie przeprowadza się, gdyż R_{60}/R_{15} może przybierać wówczas wartości liczbowe zbliżone do jedności nawet dla transformatorów mających dostatecznie suchą izolację, a więc utrudniona jest właściwa ocena izolacji.

Przy pomiarze R_{60}/R_{15} należy zwracać uwagę na szereg podanych niżej czynników, które mogą wywołać uchyby.

Niestateczność napięcia. Nieokresowe zmiany napięcia powodują wahania wskazówki przyrządu. Wahania napięcia źródła powodują przepływ przez przyrząd prądu ładowania lub rozładowania elektrycznego. Dla usunięcia tych wahań zastosowano napęd silnikowy do megomierzy *) (rys. 7) typu induktorowego lub stosowano przyrządy lampowe ze stabilizowanym napięciem.

Resztkowe ładunki w izolacji. Pod wpływem uprzednio doprowadzonego napięcia izolacja może pozostać częściowo spolaryzowana. Przebieg ładowania jest wówczas skrócony i zmierzony wskaźnik R_{60}/R_{15} może mieć mniejszą wartość liczbową. Uziemienie uzwojeń (drążkiem uziemiającym) na okres około 5 minut praktycznie wystarcza do usunięcia ładunków resztkowych z ich izolacji.

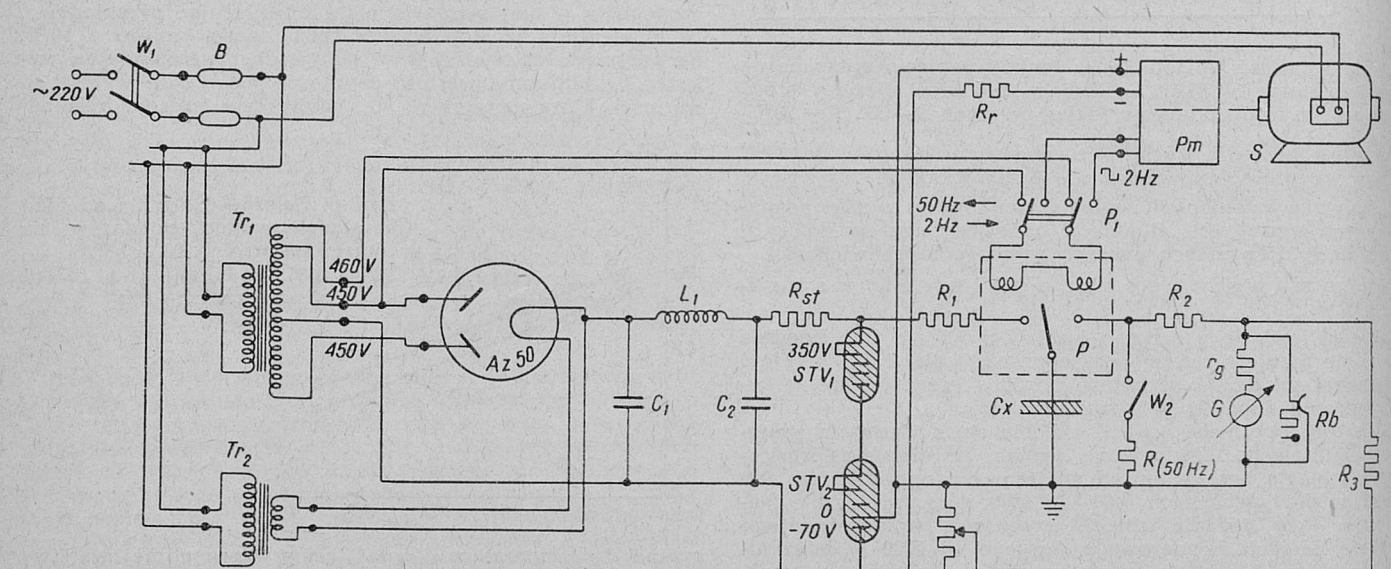
*) Pomysł racjonalizatorski inż. W. Broniarka.

Duża oporność wewnętrzna źródła prądu. Ładowanie pojemności układu izolacyjnego transformatora powinno być praktycznie ukończone w 15 sekund po doprowadzeniu napięcia. Stąd stała czasu ładowania $R_w C_x$ powinna być nie większa od 3 sekund (R_w — oporność wewnętrzna źródła prądu i przyrządu, C_x — pojemność transformatora). Wobec stosunkowo małych pojemności transformatorów warunek ten jest przeważnie spełniony.

Dokładność pomiaru wskaźnika adsorpcji jest większa od dokładności pomiaru oporności izolacji. Uchyby systematyczne w dużej mierze znoszą się, ponieważ wielkość R_{60}/R_{15} wyznaczana jest stosunkiem dwóch mierzonych wartości. Uchyby przypadkowe można wydatnie zmniejszyć przez odczytywanie wskazań przyrządu w krótkich, następujących po sobie odstępach czasu i z kolei określenie właściwych wartości R_{60} i R_{15} z wykreślonej krzywej $R = f(t)$, tj. oporności izolacji w funkcji czasu liczonego od chwili doprowadzenia napięcia pomiarowego. W tych warunkach dla zakresów oporności, w których skala pomiarowa przyrządu nie jest zagęszczona, i przy uwzględnieniu nierównomiernego rozkładu temperatur w izolacji można uzyskać dokładność pomiaru $\mp 3\%$. Uzyskanie takiej dokładności pomiaru jest konieczne ze względu na stosunkowo małą zależność wskaźnika od zmiany zawilgocenia izolacji (np. izolacja sucha $R_{60}/R_{15} \geqslant 1{,}3$, izolacja wilgotna $R_{60}/R_{15} < 1{,}3$ przy 20°C [16]).

Pomiar pojemnościowego wskaźnika adsorpcji. Jako taki wskaźnik przyjęto stosunek pojemności C_2/C_{50}, mierzonych odpowiednio przy 2 i 50 Hz.

Wartość C_2/C_{50} (odwrotnie niż R_{60}/R_{15}) wzrasta wraz z temperaturą. Przyjmuje się, że w zakresie 10—40°C war-

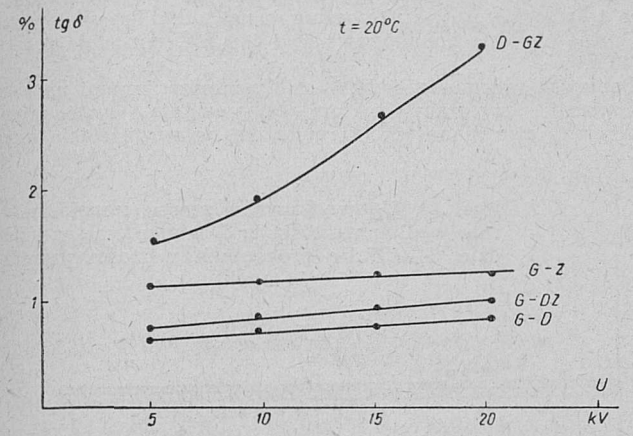


Rys. 9. Schemat układu do pomiaru C_2/C_{50}

Tr1 — transformator zasilający 220/2×450 + 10 V, 43 W
Tr2 — transformator żarzeniowy 220/4 V, 12 W
Az50 — lampa prostownicza
C_1C_2 — kondensatory (16 μF)
L — indukcyjność (32 μH)
R_{st} — opór redukcyjny (5,45 kΩ)
STV_{1-2} — stabilizator neonowy STV 280/80
R_1 — opornik masowy (10 kΩ)
R_2 — opornik masowy 100 kΩ
R_3 — opornik masowy 1 MΩ
r_g — opór wewnętrzny galwanometru (830 Ω)
Rb — bocznik do galwanometru, opornik dekadowy, 3 dekady 1—1000 Ω
S — silnik napędowy przemiennika *Pm*
$R_{50\,Hz}$ — oporniki dekadowe, 5 dekad 1Ω—100 kΩ
R_r — opornik redukcyjny masowy (3 kΩ)
G — galwanometr statyczny (czułość 1,5 . 10-7 A/dz.)
Cx — obiekt badany
Pm — przemiennik częstotliwości
W_1, W_2 — wyłączniki
P_1 — przełącznik
B — bezpieczniki (0,3 A)
R_{d2} — potencjometr dekadowy (1—100 000 Ω)

tość C_2/C_{50} ulega zmianie o 10% na 10°C. W rzeczywistości zmiany C_2/C_{50} z temperaturą zależą w dużej mierze od stanu izolacji, a w szczególności od stopnia zawilgocenia izolacji stałej. Przy temperaturze niższej od 10°C pomiarów na ogół nie wykonywa się, gdyż wartość C_2/C_{50} może wówczas osiągnąć wartość bliską 1 nawet dla izolacji znacznie zawilgoconej. Powyżej 40°C zależność $C_2/C_{50} = f(T)$ znacznie wzrasta, przy czym wzrost ten jest zależny od stopnia zawilgocenia, co utrudnia porównanie wartości mierzonej z wartością dopuszczalną (graniczną). Pomiar pojemnościowego wskaźnika adsorpcji wykonuje się przy niskim napięciu. Do wykonywania pomiarów zbudowano specjalny przyrząd (rys. 8) oparty na zasadzie kompensowania prądem stałym prądu rozładowa-

nia pojemności transformatora o częstotliwości 2 i 50 Hz [12]. Schemat ideowy przyrządu podany jest na rys. 9. Dla zastosowanego przenośnego wskaźnika zerowego dokładność pomiaru wynosi ∓5% przy mierzonych pojemnościach od 6000 pF do 30000 pF. Przy zastosowaniu galwanometru o większej czułości uzyskano szerszy zakres pomiarowy ma-

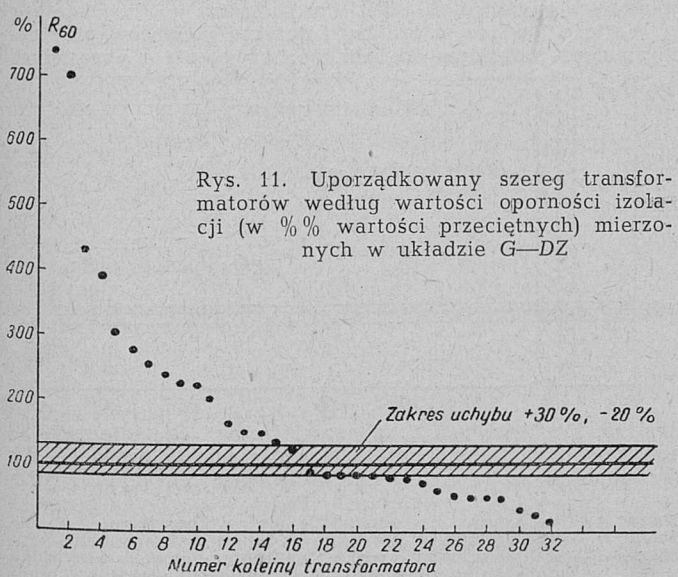


Rys. 10. Współczynnik strat tg δ w funkcji napięcia (według pomiarów na izolacji transformatora 16 MVA — 110/6,3 kV; typ TONRa produkcji M-1)

łych pojemności (do 200 pF) i większą dokładność pomiaru. Literatura [19] przytacza wpływ zestarzonego oleju, który powoduje powiększenie się wartości C_2/C_{50}.

Pomiar prądu przewodnościowego. W zasadzie pomiar prądu przewodnościowego I_p różni się od pomiaru oporności izolacji jedynie wysokością doprowadzanego napięcia. Stosowanie wyższego napięcia pomiarowego powoduje, że metoda jest bardziej skuteczna w wykrywaniu miejscowych uszkodzeń od metody pomiaru oporności izolacji megomierzem.

Stosowane wartości napięć przy pomiarze prądu przewodnościowego podane są niżej w tabl. II. Wartości te przyjęto



Rys. 11. Uporządkowany szereg transformatorów według wartości oporności izolacji (w %% wartości przeciętnych) mierzonych w układzie G—DZ

na podstawie danych radzieckich. Wyższych napięć nie stosowano w obawie uzyskania niekorzystnego rozkładu stałego, napięcia mogącego spowodować przebicia częściowe izolacji. Zastosowanie napięcia stałego do eksploatacyjnych prób napięciowych transformatorów jest jeszcze zagadnieniem niedostatecznie rozwiązanym.

Pomiar prądu przewodnościowego można wykonać dowolnym zespołem prostowniczym z przyrządem wskazówkowym. Przeprowadzając takie samo rozumowanie, jak przy pomiarze oporności izolacji, można ocenić uchyb względny pomiaru na + 20% — 30%.

Pomiar współczynnika strat dielektrycznych i intensywności jonizacji. Współczynnik strat dielektrycznych mierzono na ogół w funkcji napięcia od 1 kV do 15 kV, nie przekraczając jednak napięcia znamionowego izolacji. W olbrzymiej większości przypadków nie stwierdzono zmiany tg δ z napięciem. W dwóch przypadkach uzyskano jednak charakterystykę

Tablica I. Wartości przeciętne oporności izolacji (w MΩ)

Napięcie znamionowe (kV)	Temperatura (°C)							
	10	20	30	40	50	60	70	80
3 — 10	360	163	78	40	20,7	11,0	6,1	3,8
15 — 40	540	244	117	60	30,0	16,5	9,2	5,8
60 — 220	900	407	195	100	52,0	28,0	15,3	9,6

Wartością przeciętną wskaźnika izolacji transformatora nazwano wartość, która na ogół nie jest przekraczana w przypadkach transformatorów o dostatecznej pewności ruchu transformatora.

Tablica III. Wartości przeciętne prądu przewodnościowego (w μA)

Napięcie		Temperatura (°C)							
znamionowe (kV)	pomiarowe (kV)	10	20	30	40	50	60	70	80
3, 6, 10	3, 5, 10	50	80	135	220	360	600	1000	1600
15, 20, 30, 40	10, 15, 20	70	120	200	340	540	900	1400	2400
60 — 220	20	50	80	135	220	360	600	1000	1600

Tablica III. Wartości graniczne tg δ

Napięcie znamionowe (kV)	Temperatura (°C)							
	10	20	30	40	50	60	70	80
3 — 10	4	6	9	13	18	27	38	56
15 — 40	3,5	5,0	7,5	11	15	22	32	46
60 — 220	2,1	3,0	4,3	6,5	9,0	14	20	28

Pomiary tg δ wykonuje się dla izolacji uzwojeń na 3—10 kV przy napięciu znamionowym, dla izolacji uzwojeń powyżej 10 kV przy napięciu 10 kV.

Wartością graniczną wskaźnika izolacji transformatora nazwano wartość, której przekroczenie określa stan izolacji jako niewystarczający do zabezpieczenia dostatecznej pewności ruchu transformatora.

wzrastającą, przy czym wzrost tg δ rozpoczynał się od napięcia w granicach 5% — 20% napięcia znamionowego izolacji (rys. 10). Szczegółowa analiza wykazała, że źródłem wzrostu tg δ przy wzroście napięcia było wystąpienie wyładowań niezupełnych między nieuziemionym rdzeniem a jarzmem. Natomiast w dotychczas stosowanych układach pomiarowych tg δ napięcie pomiarowe doprowadza się spoza transformatora badanego, wskutek czego rozkład napięcia na izolacji nie pokrywa się z rozkładem napięcia panującym przy pracy transformatora, co może stać się przyczyną omówionych wyżej przypadków.

W warunkach normalnej pracy w układzie trójfazowym rdzeń znajduje się pod potencjałem zerowym. Tak więc pomiar tg δ = $f(U)$ na ogół nie jest miarodajnym wskaźnikiem napięcia początkowego wyładowań niezupełnych w izolacji poprzecznej transformatora. Pomiar napięcia początkowego wyładowań niezupełnych dla izolacji transformatora jest właściwy jedynie w przypadku uzyskania rozkładu napięcia odpowiadającego rozkładowi w warunkach pracy transformatora. Tego rodzaju pomiar można wykonać przy wzbudzeniu transformatora od strony dolnego napięcia, stosując do wykrywania wyładowań bezpośrednią metodę pomiarową (obwód drgający wysokiej częstotliwości z oscylografem lub woltomierzem lampowym jako wskaźnikiem wyładowań [13]).

Z powyższych rozważań wynika, że stosowanie wyższych napięć do pomiaru tg δ nie ma żadnych zalet, a może prowadzić nawet do błędnej interpretacji wyników. Natomiast współczynnik strat dielektrycznych mierzony przy stosunkowo niskim napięciu (do 10 kV) jest bardzo dobrym wskaźnikiem ogólnego stanu izolacji (zestarzenia, zawilgocenia). Przeliczenia wykazują, że dla izolacji transformatorów śred-

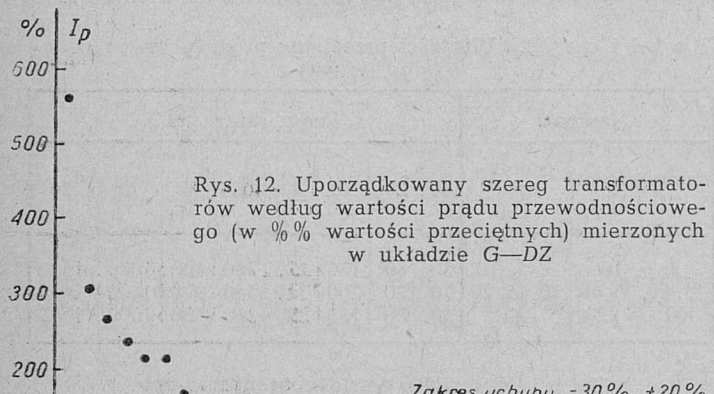
nie straty dielektryczne są od ok. 10 do 100 razy większe od strat na przewodność izolacji, mierzonych przy tej samej wartości skutecznej napięcia. Stąd miejscowy wzrost przewodności izolacji musi być bardzo znaczny, żeby spowodować wyczuwalny wzrost tg. δ mierzonego na całej izolacji.

Jak wiadomo, współcz. strat dielektrycznych wzrasta z temperaturą. Zależność tę można wyrazić [14] przybliżonym wzorem w zakresie temperatur 20 — 50°C:

$$\text{(2)} \qquad \operatorname{tg}\delta_T = \operatorname{tg}\delta_{T_0} \cdot 1{,}55^{\frac{T-T_0}{10}}.$$

Zmienność tg δ z temperaturą i trudność w określeniu temperatury izolacji nagrzanego transformatora sprawia, że dokładność pomiaru — tak, jak w przypadku oporności izolacji — nie jest duża. Można ją ocenić na +10% do —15%.

Należy podkreślić niespodziewanie duży wpływ na wyniki pomiarów odcinków szyn z izolatorami, nieodłączonych od wyprowadzeń uzwojeń transformatora. W jednym przypadku

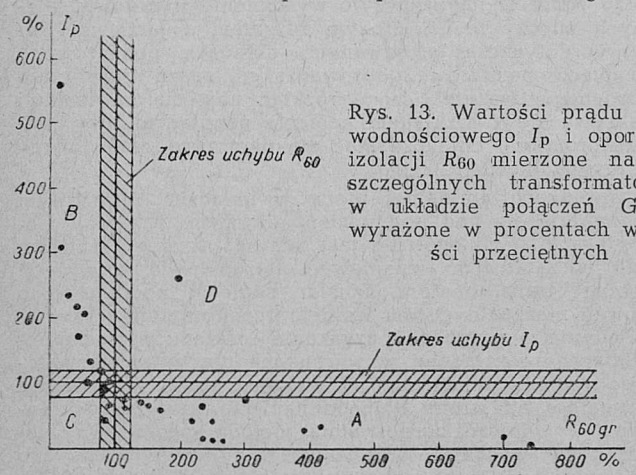


Rys. 12. Uporządkowany szereg transformatorów według wartości prądu przewodnościowego (w %% wartości przeciętnych) mierzonych w układzie *G—DZ*

przyłączenie do transformatora odcinka szyn o długości ok. 15 m z 45 izolatorami wsporczymi 15 kV spowodowało wzrost mierzonego tg δ z 0,7% do 6%. Pomiary tg δ wykonywano przy pomocy specjalnie zbudowanego odwróconego mostka Scheringa, dostosowanego do 30 kV. Przy badaniu transformatorów o większych pojemnościach stosowano również mostek konstrukcji prof. Reyzera.

4. Wyniki pomiarów.

Stosując omówione wyżej metody autorzy wykonali pomiary *) na 32 transformatorach będących w eksploatacji i na 26 transformatorach nowych lub po remoncie. Na ogół starano się dla każdego transformatora wykonywać pomiary w zakresie omówionym w rozdz. 3c. W wielu przypadkach zakres ten był jednak ograniczony lub rozszerzony, względnie pomiary były powtarzane po upływie kilku miesięcy celem uzyskania wyników porównawczych w czasie eksploatacji transformatora. Omówione niżej wyniki dotyczą jedynie pomiarów transformatorów będących w eksploatacji. 16 spośród badanych transformatorów (przeważnie konstrukcji Brown Boveri) ma górne napięcie znamionowe 60 i 110 kV, pozostałe zaś 15 do 40 kV.

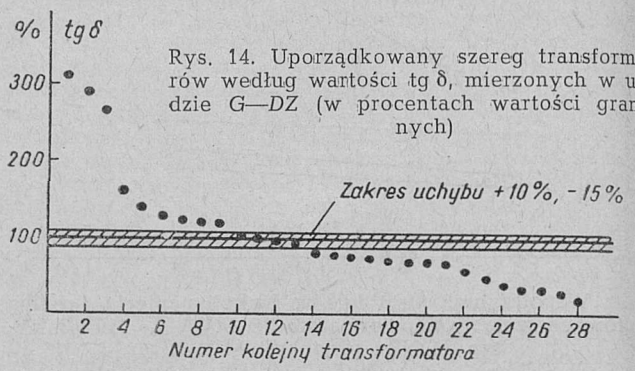


Rys. 13. Wartości prądu przewodnościowego I_p i oporności izolacji R_{60} mierzone na poszczególnych transformatorach w układzie połączeń *G—DZ* wyrażone w procentach wartości przeciętnych

Obszar *A* — transformatory odpowiadające wymaganiom
Obszar *B* — transformatory nie odpowiadające wymaganiom
Obszar *C* — obszar rozbieżnych wskazań
Obszar *D* — obszar transformatorów mających uszkodzenia miejscowe (ujawniające się przy wyższym napięciu)

*) Pomiary wykonywano — przy współudziale inż. Władysława Broniarka — przy pomocy przewoźnego laboratorium Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki.

Ponieważ wykonane badania miały między innymi na celu stwierdzenie, czy transformatory odpowiadają wymaganiom radzieckim, otrzymane wyniki wyrażono w wartościach przy-

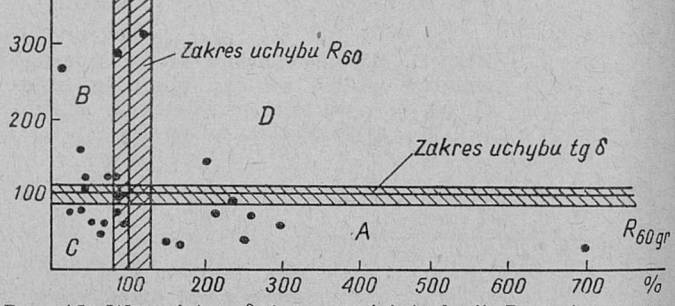


Rys. 14. Uporządkowany szereg transformatorów według wartości tg δ, mierzonych w układzie *G—DZ* (w procentach wartości granicznych)

jętych w instrukcjach radzieckich. Okazało się rzeczą konieczną wybrać instrukcje o wymaganiach najłagodniejszych, gdyż w przeciwnym razie procent transformatorów nie odpowiadających wymaganiom byłby zbyt duży. Zdecydowano oprzeć się przy ocenie oporności izolacji na Instrukcji Lenenergo z 1946 r. [14] (tabl. I), przy ocenie prądu przewodnościowego I_p i współczynnika strat dielektrycznych tg δ na wymaganiach podanych w książce „Elektriczeskij Sprawocznik", 1950 [9] (tabl. II i III), wreszcie przy ocenie przewodnościowego i pojemnościowego wskaźnika adsorpcji R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50} (tabl. IV) na okólniku Ministerstwa Elektrowni [16].

Aby umożliwić porównanie pomiarów przy różnych temperaturach wyniki podane są w procentach wartości wyszczególnionych w tabl. I, II i III.

Wartości podane w tablicach dotyczą pomiarów przy napięciu doprowadzonym do badanego uzwojenia a pozostałych



Rys. 15. Wartości tg δ i oporności izolacji R_{60} mierzone na poszczególnych transformatorach w układzie połączeń *G—DZ*, wyrażone w procentach wartości granicznych (tg δ) i przeciętnych (R_{60})

Obszar *A* — transformatory odpowiadające wymaganiom
Obszar *B* — transformatory nie odpowiadające wymaganiom
Obszar *C* — transformatory o niskiej oporności nawet w przypadku dobrego stanu izolacji wzgl. mające uszkodzenia miejscowe
Obszar *D* — transformatory z zestarzałym olejem

uzwojeniach uziemionych. Dla ułatwienia analizy wyników pomiarów zostały one ujęte w formie odpowiednich wykresów.

Rys. 11 podaje wyniki pomiarów oporności izolacji. Na 32 transformatory, na których izolacji mierzono R_{60} w układzie

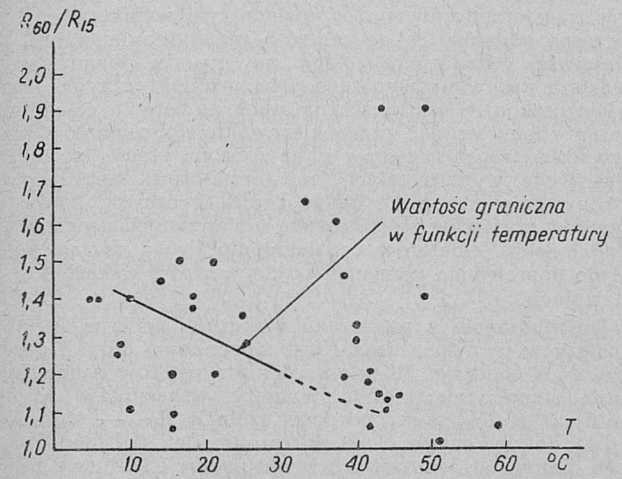
Tablica IV. Wartości graniczne wskaźników adsorpcji

Wskaźnik	Temperatura (°C)			
	10	20	30	40
R_{60}/R_{15}	1,4	1,3	1,2	1,1
C_2/C_{50}	1,2	1,3	1,4	1,5

połączeń *G—DZ*, 15 transformatorów odpowiada wymaganiom co do wartości przeciętnej, 9 nie odpowiada, 8 transformatorów ma oporność izolacji równą wartości przeciętnej w granicach przyjętego uchybu pomiarowego.

Rys. 12 podaje wyniki pomiarów prądu przewodnościowego. Na 32 transformatory, na których mierzono I_p w układzie połączeń *G—Dz*, 19 odpowiada wymaganiom co do wartości przeciętnej, 9 nie odpowiada, 4 transformatory mają prąd przewodnościowy równy wartości przeciętnej w granicach przyjętego uchybu pomiarowego.

Rys. 13 podaje wyniki pomiarów oporności izolacji i odpowiadających im wartości prądu przewodnościowego (każdy

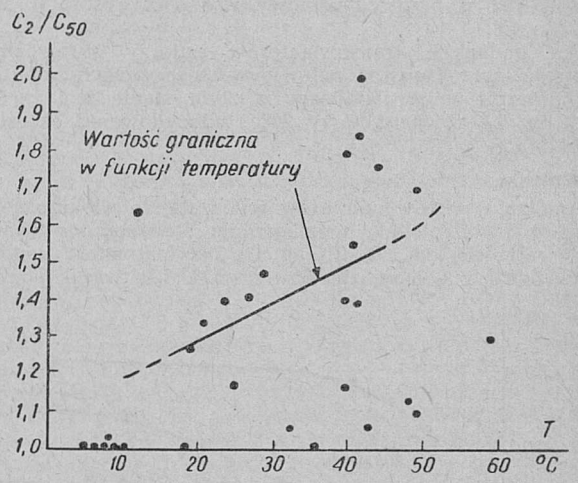


Rys. 16. Wartości R_{60}/R_{15} mierzone na poszczególnych transformatorach w układzie *G—DZ* przy różnych temperaturach

punkt wykresu określa wartości R_{60} i I_p zmierzone na tym samym transformatorze). Wykreślając dwie proste odpowiadające wartościom p r z e c i ę t n y m prądu przewodnościowego i oporności izolacji (100%), dzielimy pole wykresu na obszary *A, B, C, D*. Wyniki pomiarów zawarte w obszarze *A* określają transformatory odpowiadające wymaganiom, w obszarze *B* — transformatory nie odpowiadające wymaganiom. Obszar *D* odpowiada transformatorom mającym dużą wartość prądu przewodnościowego przy stosunkowo dużej oporności izolacji, oznacza to znaczny wzrost przewodności wraz ze wzrostem napięcia pomiarowego, co jest charakterystyczne przy występowaniu uszkodzeń miejscowych. Obszar *C* odpowiada transformatorom, których przewodność izolacji maleje ze wzrostem napięcia (przy czym wartości prądu przewodnościowego przekraczają wartości przeciętne); jeżeli uwzględnić przyjęte uchyby, to przypadków takich nie było.

Należy stwierdzić, że ocena stanu izolacji na podstawie pomiaru oporności i prądu przewodnościowego jest w wielu przypadkach zgodna, chociaż przyjęte wartości przeciętne oporności i prądu przewodnościowego nie odpowiadają tej samej wartości przewodności izolacji.

Rys. 14 podaje wyniki pomiarów tg δ. Na 28 transformatorów, na których mierzono tg δ w układzie *G—Dz* 15 odpowiada wymaganiom pod względem wartości granicznej, 9 — nie odpowiada, 4 transformatory mają tg δ równy wartości granicznej w obrębie przyjętego uchybu pomiarowego.



Rys. 17. Wartości C_2/C_{50} mierzone na poszczególnych transformatorach w układzie *G—DZ* przy różnych temperaturach

Rys. 15 podaje wyniki pomiarów tg δ i odpowiadających im wartości oporności izolacji. Tak samo jak na rys. 13 pole wykresu podzielono na obszar *A* odpowiadający transformatorom, które spełniają wymagania pod względem wartości granicznej tg δ i R_{60}, obszar *B* — odpowiadający transformatorom, które nie spełniają wymagań, oraz obszary *C* i *D*. Należy przypuszczać, że transformatory wykazujące stosunkowo dużą wartość tg δ przy stosunkowo dużej oporności izolacji (obszar *D*) miały zestarzały olej. Natomiast transformatory wykazujące stosunkowo małą wartość tg δ przy jednocześnie małej oporności izolacji (obszar *C*) mają uszkodzenia miejscowe, lub też ich układ izolacyjny charakteryzuje się stosunkowo niską opornością nawet przy dobrym stanie izolacji.

Rys. 16 podaje wyniki pomiarów przewodnościowego wskaźnika adsorpcji. Na 34 transformatory, na których mierzono R_{60}/R_{15} w układzie połączeń *G—Dz*, odpowiadają wymaganiom pod względem wartości granicznej 22 transformatory, nie odpowiada 12 transformatorów. W podobny sposób wykonany rys. 17 podaje, że na 25 transformatorów, na których mierzono C_2/C_{50} w układzie połączeń *G—Dz*, odpowiada wymaganiom pod względem wartości granicznej 17 transformatorów, nie odpowiada 8 transformatorów.

Tabl. V analizuje zgodność oceny stanu izolacji na podstawie poszczególnych wartości wskaźników, przy jednoczesnym zastosowaniu pomiaru tg δ, C_2/C_{50}, R_{60}/R_{15}, R_{60} i I_p.

T a b l i c a V. Różnice w ocenie stanu izolacji przy zastosowaniu pomiaru 5 wskaźników izolacji

Pomiary obejmowały 29 transformatorów w eksploatacji w tym:		
1.	Ocena 18 transformatorów jest zgodna przy uwzględnieniu wszystkich wskaźników	
2.	„ 21 „ „ „ „ „ „ „ „	za wyjątkiem R_{60} i I_p
3.	„ 21 „ „ „ „ „ „ „ „	R_{60}
4.	„ 21 „ „ „ „ „ „ „ „	R_{60}/R_{15}
5.	„ 19 „ „ „ „ „ „ „ „	C_2/C_{50}
6.	„ 19 „ „ „ „ „ „ „ „	tg δ *)

*) Stwierdzone zestarzenie oleju.

T a b l i c a VI. Wyniki oceny stanu izolacji przy zastosowaniu pomiaru wskaźników: tg δ, R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50}.

Pomiary obejmowały 29 transformatorów będących w eksploatacji:		
Izolacja 12 transformatorów nie odpowiadała wymaganiom na wartości graniczne. W tym:		
1.	Izolacja 7 transformatorów nie odpowiada wymaganiom na	R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50}, tg δ *)
2.	„ 1 transformatora „ „ „ „	R_{60}/R_{15}
3.	„ 3 transformatorów „ „ „ „	tg δ i C_2/C_{50}
4.	„ 1 transformatora „ „ „ „	C_2/C_{50} i R_{60}/R_{15}

*) W tych przypadkach R_{60} i I_p również przekraczały wymagane wartości przeciętne.

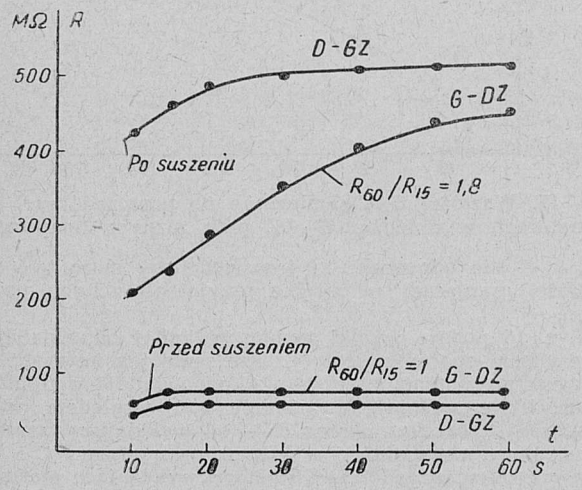
Tabl. VI analizuje zgodność ujemnej oceny stanu izolacji na podstawie poszczególnych wartości wskaźników, przy jednoczesnym zastosowaniu pomiaru tg δ, C_2/C_{50}, R_{60}/R_{15}.

Rys. 18 przedstawia wykres oporności w funkcji czasu mierzonego od chwili doprowadzenia napięcia, na izolacji transformatora — 320 kVA, 5,5/0,4 kV. Pomiary wykonano przy 20°C przed wysuszeniem i po wysuszeniu transformatora. Wskutek wysuszenia oporność izolacji wzrosła z 85 MΩ do 450 MΩ, a przewodnościowy wskaźnik adsorpcji wzrósł z 1,0 do 1,8.

Dla badanych transformatorów autorzy stwierdzili, że oporność izolacji równa połowie wartości przeciętnej (tabl. I) niekoniecznie musi świadczyć o złym stanie izolacji, natomiast R_{60}/R_{15} równe 1 (przy 20°C) zdecydowanie określa zły stan izolacji.

5. Wnioski.

Analiza wyników pomiarów wykazała, że większość transformatorów odpowiada wymaganiom stawianym pod względem wartości tg δ, R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50}, natomiast zmierzone wartości R_{60} i I_p mają znaczny rozrzut. Ten wynik pomiarów



Rys. 18. Przebieg oporności izolacji $R = f(t)$ w funkcji czasu liczonego od chwili doprowadzenia napięcia pomiarowego (według pomiarów wykonanych przy 20°C przed suszeniem i po suszeniu transformatora na 5,5/0,4 kV, 320 kVA)

potwierdza zastrzeżenia wymienione w p. 1. Przykładowo można podać, że oporność izolacji 6 nowych transformatorów (15 kV, 100 kVA) tego samego typu, była zawarta w granicach od 920 MΩ do 2000 MΩ, natomiast współczynniki adsorpcji mieściły się w granicach od 1,33 do 1,42 (według pomiarów przy 20°C). Wartości oporności izolacji i prądów przewodnościowych, podanych w tabl. I i II nie można więc traktować jako wartości granicznych, których przekroczenie oznacza zły stan izolacji, a jedynie jako wartości przeciętne ze spotykanych w przypadku transformatorów z dobrym stanem izolacji. Dopiero zmiany tych wartości w czasie eksploatacji transformatora mogą oznaczać pogorszenie się stanu izolacji.

Co do pomiarów tg δ, R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50} proponuje się przyjęcie wartości podanych w tabl. III i IV jako wartości granicznych. Oceny stanu izolacji również można dokonać na podstawie określenia zmiany tych wskaźników, przy czym, ze względu na uchyby pomiarowe, za pogorszenie stanu izolacji można uważać: a) wzrost tg δ co najmniej o 15% jego poprzedniej wartości, mierzonej przy tej samej temperaturze, b) wzrost C_2/C_{50} o 5%, c) zmniejszenie R_{60}/R_{15} o 5%.

Wykonane pomiary pozwoliły na ogół określić z dużym prawdopodobieństwem przyczynę, która w danym momencie głównie wpływała na pogorszenie się stanu izolacji. Na tej podstawie można było sądzić o rodzaju, a nawet stopniu zagrożenia, oraz przedsięwziąć kroki mające na celu zapobieżenie uszkodzeniom (np. obniżenie temperatury pracy, przekazanie do remontu, suszenie).

Należy sobie jednak dobrze zdać sprawę z niedoskonałości wymienionych metod pomiarowych jako sprawdzianu wytrzymałości izolacji poprzecznej transformatora. Jeżeli uwzględnić niejednoznaczność określenia napięcia przebicia przez wartości poszczególnych wskaźników, jak to omówiono wyżej, to nasuwa się wniosek, że wskaźniki izolacji określają pewne prawdopodobieństwo, iż izolacja transformatora w danych warunkach eksploatacyjnych nie ulegnie uszkodzeniu. Miarą tego prawdopodobieństwa będzie wskaźnik uszkodzeń (nieburzowych) grupy transformatorów mających dane wartości wskaźników izolacji.

Słuszność takiego ujęcia zagadnienia potwierdzają przypadki, w których transformator z bardzo osłabioną izolacją nie uległ uszkodzeniu, gdy inny transformator — o lepszym stanie izolacji — uległ przebiciu.

Wartości graniczne instrukcji radzieckich podane w tabl. III i IV można więc przyjąć jako cechę transformatorów, odznaczających się dostateczną pewnością ruchu przy wysokich wymaganiach co do ciągłości dostawy energii. Wyniki pomiarów w kraju wykazują jednak, iż dość liczny procent transformatorów nie odpowiada tym wymaganiom i jednoczesne oddanie ich do remontu nie byłoby możliwe. Najwłaściwsze rozwiązanie polega na oparciu planu remontu transformatorów na wynikach prób profilaktycznych. Zmniejszenie uszkodzeń w transformatorach na terenie całego kraju można więc osiągnąć przez kierowanie do remontów przede wszystkim transformatorów o najgorszym stanie izolacji. Dla właściwego wyboru takich transformatorów konieczne jest dokonywanie masowych badań profilaktycznych. Porównanie wyników pomiarów ze statystyką nieburzonych uszkodzeń badanych transformatorów będzie mogło być z czasem podstawą do poprawienia wymagań co do wartości wskaźników stanu izolacji.

Doświadczenie z pomiarami wykazuje, że czas zużyty na pomiary w pełnym zakresie jest stosunkowo długi i pomiary są dość kłopotliwe. W większości przypadków zadowalający obraz stanu izolacji dają pomiary wskaźników adsorpcji R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50} oraz oporności izolacji R_{60} — stosunkowo proste do wykonania. Dlatego proponuje się, podobnie do prób olejowych, wprowadzić w eksploatacji skrócone badania profilaktyczne obejmujące pomiary R_{60}, R_{60}/R_{15} i C_2/C_{50}, które będą dokonywane masowo (łącznie ze skróconym badaniem oleju), oraz pełne badania profilaktyczne obejmujące pomiary R_{60}/R_{15}, C_2/C_{50}, tg δ, I_p, R_{60} (łącznie z pełnym badaniem oleju), przy czym to ostatnie stosować rzadko i jedynie dla ważnych transformatorów (transformatory o górnym napięciu znamionowym od 15 kV wzwyż lub o mocy od 2 MVA wzwyż).

Wyjaśnienie pozornych sprzeczności w otrzymanych wskaźnikach powinno nastąpić na drodze prób laboratoryjnych na modelach izolacji. Należy również prowadzić dalsze badania nad szkodliwością wyładowań niezupełnych dla izolacji olejowo-papierowej. Wprowadzenie pomiaru wyładowań niezupełnych, jako eksploatacyjnej próby transformatorów, należy uznać jeszcze za przedwczesne.

LITERATURA

[1] Borisoglewski P. W. Mietody profiłaktiki promyszlennoj izolacji, 1949
[2] Brodski B. J. Fiziczeskaja chimja, 1945
[3] Clark F. M. Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation, AIEE, 1942
[4] Drewnowski K. Technika wysokich napięć, cz. I, 1936
[5] Fufurin P. N. Mietody kontrola właŝności izolacji transformatorow (Elektr. Stancji, 1952, 1)
[6] Golcman M. K. Kontrol właŝności izolacji siłowych transformatorow (Elektr. Stancji, 1952, 1)
[7] Gorodski A. W. Opriedielenje uwłaŝnionnosti izolacji transformatorow (Elektr. Stancji, 1953, 10)
[8] Hasterman Z. Niektóre zagadnienia z dziedziny eksploatacji transformatorów (Energetyka, 1951)
[9] Chomiakow. Elektriczeskij sprawocznik, 1950
[10] Kałantarow A. W. Profiłakticzeskije ispytanja izolacji krupnych siłowych transformatorow (Elektr. Stancji, 1948)
[11] Jakubowski J. L. Technika wysokich napięć, 1952
[12] Kułakowski B. W. Kontrol właŝności izolacji po mietodu „jomkost'-czastota" (Elektriczestwo, 1951, 2)
[13] Langlois de Berthelot. Contribution expérimentale à l'étude de l'isolation des transformateurs (CIGRÉ, 1952, ref. 144)
[14] Leneniergo. Instrukcja badań profilaktycznych izolacji urządzeń elektrycznych sieci, podstacji i elektrowni (1946)
[15] Łurie A. J. Elektriczeskije izmierienja w sietiach siłnowo toka (1948)
[16] Ministerstwo Elektrowni ZSRR. Ekspłoatacjonnyj cirkular (Nr 3/E, kwiecień 1951 r.)
[17] Norris E. T. Le fonctionnement des transformateurs de puissance (CIGRÉ, 1952, ref. 101)
[18] Rosman Ł. W. Ob opriedielenji uwłaŝnionnosti izolacji obmotok transformatorow (Elektr. Stancji, 1953, 3)
[19] Zwiozdkin W. N. i Nadielson R. G. Wlijanje swojstw masła na charaktieristiki izolacji transformatora (Elektr. Stancji, 1953, 3)

XXXI

MGR INŻ. BIJASIEWICZ JERZY

Remonty transformatorów

621.314.004.6

Treść. Zagadnienie remontów na podstawie doświadczenia eksploatacyjnego. Organizacja remontów. Wyposażenie ośrodka remontowego. Postulaty pod adresem krajowych konstruktorów na tle dotychczasowego doświadczenia w sprawach remontowych.

Ремонт трансформаторов. Вопросы ремонта трансформаторов на основании эксплоатационного опыта. Организация ремонта. Оборудование ремонтного центра. Требования по адресу конструкторов на основании собранного опыта в области ремонтов.

Transformers overhauls. The problem of overhauls in the light of operation experience. Organising overhauls. Equipment of overhaul centres. The author advances, on the basis of experience hitherto gained in overhaul matters, suggestions to be complied with by Polish transformer designers.

Rozbudowa powojenna energetyki polskiej na bardzo szeroką skalę i związana z tym konieczność likwidacji skutków kapitalistycznej gospodarki międzywojennej oraz skutków zniszczeń wojennych wymaga od energetyki otoczenia urządzeń energetycznych specjalną opieką.

W dziedzinie remontów urządzeń energetycznych, a przede wszystkim transformatorów średniej i dużej mocy, energetyka napotykała poważne trudności, których przyczyną był brak:

a) odpowiednich sił fachowych,
b) urządzeń oraz sprzętu remontowego,
c) warsztatów naprawczych.

Ponieważ przemysł elektrotechniczny zajmuje się obecnie wyłącznie budową nowych jednostek, przeto szybka i właściwa organizacja remontów transformatorów stała się sprawą ważną i pilną; zagadnienie jest jednak trudne, ponieważ mamy do czynienia z bardzo dużą ilością najrozmaitszych typów — od najstarszych do najnowszych — o różnej konstrukcji. Poza tym, jak wynika z doświadczenia Związku Radzieckiego, właściwy system remontu nie może opierać się wyłącznie na remontach kapitalnych, które stanowią jedynie cząstkę zagadnienia, ale przede wszystkim musi uwzględniać remonty bieżące i konserwację, jako podstawę działalności remontowej.

Zasadniczym warunkiem dobrze wykonanego remontu jest nie tylko dokładna znajomość konstrukcji transformatora, ale również krytyczne podejście do jego pracy i ustalenie przyczyn powstania uszkodzeń. Nie mniej ważna — dla opracowania technologii remontu — jest analiza powtarzalności tego samego uszkodzenia na jednych i tych samych częściach transformatorów różnych konstrukcji lub powstawania różnych uszkodzeń w transformatorach tej samej konstrukcji. Wskuzuje to na konieczność ścisłej współpracy pomiędzy komórkami organizacyjnymi eksploatacji i remontów, gdyż, jak wykazała praktyka, przy pomocy wymiany poglądów i spostrzeżeń udało się uniknąć dużej ilości powtarzających się uszkodzeń i zakłóceń ruchu. Z drugiej strony dzięki prowadzeniu dokładnej dokumentacji remontu i eksploatacyjnych danych o pracy transformatora istnieje możliwość przewidzieć wcześniej powstanie w przyszłości jakiegoś uszkodzenia i zastosować środki do zażegnania go.

W świetle powyższych uwag należy stwierdzić, że zagadnienia te nie są u nas właściwie opracowane. Wydana w roku 1949 „Instrukcja eksploatacji transformatorów mocy" nie precyzuje należycie obowiązków i wytycznych dla personelu ruchowego co do tak zwanej „profilaktyki" transformatora, obejmującej próby kontrolne, przegląd zewnętrzny i wewnętrzny. Prócz tego „Instrukcja" nie podaje zakresu ani sposobu prowadzenia dokumentacji transformatora. Dotychczas nie ma zupełnie polskiej literatury, omawiającej remonty transformatorów, jak również brak szczegółowych instrukcji remontowych oraz niezbędnej literatury dla kadr remontowych na poziomie montera, majstra i technika.

Należałoby więc jak najszybciej znowelizować istniejącą „Instrukcję" oraz przystąpić do wydania brakującej literatury, bez czego nie można mówić o właściwej gospodarce remontowej transformatorów.

Organizacja remontu transformatorów jest zagadnieniem dość skomplikowanym ze względu na wielką liczbę części różnych konstrukcji, jak i różnorodność typów samych transformatorów. Poza tym duży i szczególnego charakteru zakres prac przy remontach wymaga od personelu poważnych kwalifikacji.

Opierając się na doświadczeniu Związku Radzieckiego energetyka nasza wykonywa remonty transformatorów przez następujące komórki organizacyjne:

a) warsztat transformatorowy przy zakładzie sieciowym,
b) warsztat transformatorowy przy zakładzie remontowym okręgu energetycznego,
c) ośrodek remontowy transformatorów dużej mocy w skali ogólnokrajowej.

Prócz tego komórki wymienione pod b) i c) mają zorganizowane brygady wyjazdowe na przeprowadzanie w terenie przeglądów wewnętrznych jednostek średniej i dużej mocy. Przeglądy te wykonywa się wtedy na miejscu pracy transformatora względnie w wieżach, istniejących na stacjach elektrycznych wysokiego napięcia. Przegląd zewnętrzny wykonywa personel eksploatacyjny.

W zależności od warunków miejscowych okręgu — jeden warsztat przy zakładzie sieciowym może obsługiwać kilka zakładów sieciowych. Warsztat przy zakładzie sieciowym przeprowadza remont transformatorów o mocy do 500 kVA włącznie.

Warsztat przy zakładzie remontowym okręgu naprawia jednostki o mocy do 10 MVA i dokonywa przeglądu wewnętrznego jednostek również o mocy powyżej 10 MVA. Prócz tego wykonywa on różne prace dla warsztatu przy zakładzie sieciowym, których w nim wykonać nie można, ze względu na brak odpowiednich urządzeń.

Ośrodek remontowy zajmuje się naprawą transformatorów o mocy powyżej 10 MVA i dokonywa przeglądu wewnętrznego jednostek bardzo dużych lub o napięciu 220 kV. Poza tym ośrodek ten służy pomocą warsztatom przy zakładzie remontowym w więcej skomplikowanych procesach technologicznych, przekraczających ich możliwości oraz zaspokaja potrzeby w zakresie części zapasowych.

W myśl decyzji Ministerstwa Energetyki w organizacji znajdują się dwa ośrodki. Zostały one ulokowane w najbardziej odpowiednich punktach kraju, przy uwzględnieniu zasięgu ich działalności, dla obsłużenia wyznaczonych okręgów energetycznych.

Dla przygotowania odpowiednich sił fachowych oraz podniesienia kwalifikacji obecnego personelu projektuje się przy jednym z ośrodków zorganizowanie szkoły oraz kursów.

Z powyższego planu wynika, że wyposażenie warsztatu przy zakładzie sieciowym ogranicza się do małego warsztatu mechanicznego, nawijarki małego typu, suszarni ogrzewanej parą względnie przewodami grzejnymi oraz niewielkiej stacji prób, zaopatrzonej w przyrządy pomiarowo-kontrolne, aparat do badania oleju na przebicie i transformator do prób napięciowych.

Wyposażenie warsztatu przy zakładzie remontowym jest w ogólnych zarysach podobne jak w ośrodku z tą różnicą, że liczba oraz typy maszyn i urządzeń są mniejsze, a więc i budynki są o mniejszej powierzchni.

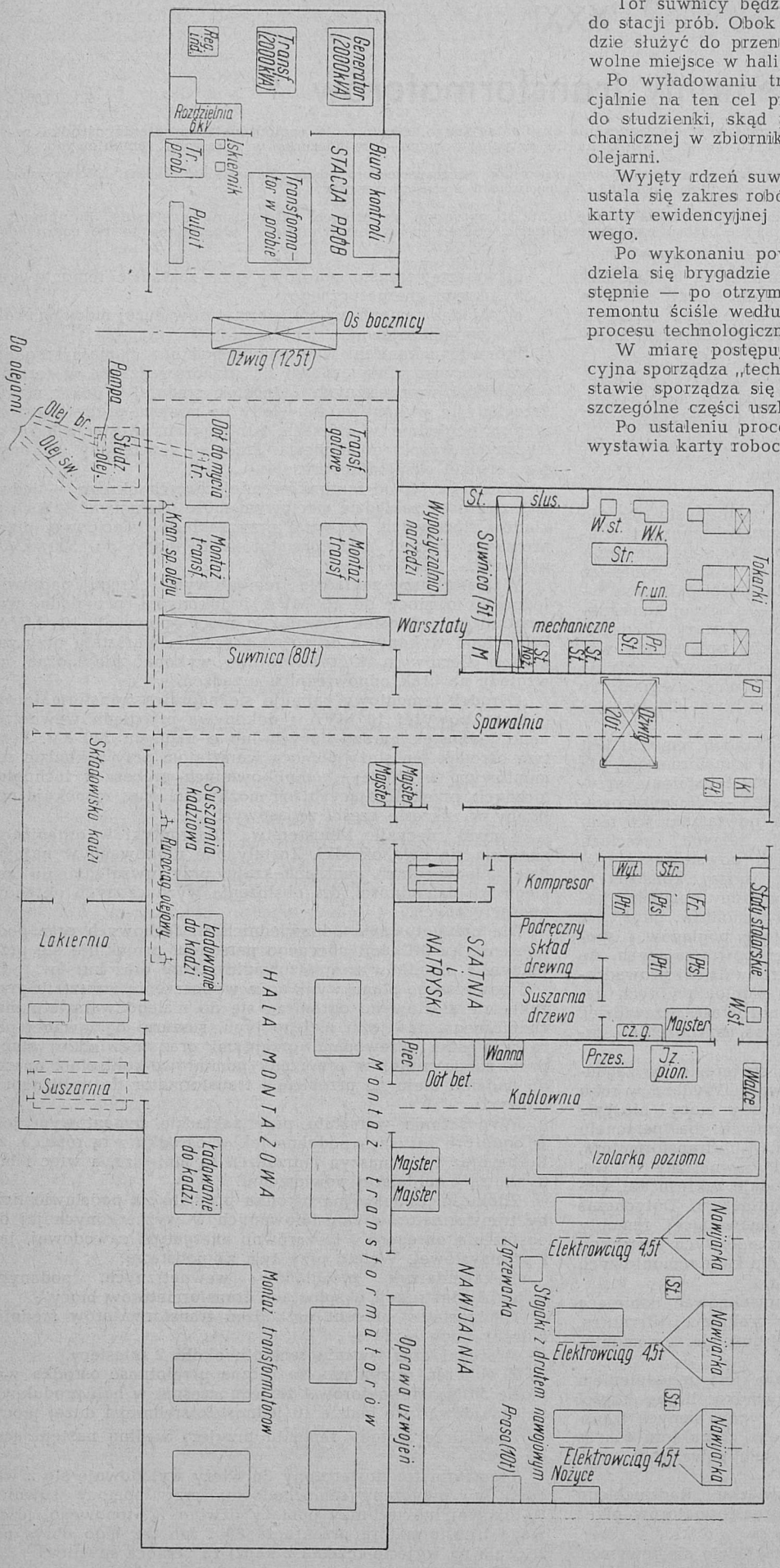
Zdolność produkcyjną ośrodka przyjęto na podstawie liczby transformatorów zainstalowanych w wyznaczonych jej do obsłużenia okręgach i to zarówno energetyki zawodowej, jak i przemysłowej. Wzięto przy tym za podstawę:

1) kalendarzyk przeglądów wewnętrznych, podanych w p. 3.3 „Instrukcji eksploatacji transformatorów mocy";
2) przeciętny procent uszkodzeń transformatorów średniej i dużej mocy $\sim$ 20%;
3) średni czas trwania remontu około 2 miesięcy.

Z obliczeń otrzymano, że roczna przelotność ośrodka wyniesie 50 transformatorów i że jednocześnie w hali produkcyjnej znajdować się będzie 10 jednostek średniej i dużej mocy.

Zasadnicze metody remontu przyjęto według następującego cyklu.

Transformator dostarczony do wieży wyładowuje się z wagonu lub przyczepy samochodowej przy pomocy suwnicy 80-tonowej lub też przy pomocy dźwigu 125-tonowego, jeżeli waga transformatora przekracza 80 t lub też jego obrys nie zezwala na wyjęcie rdzenia z kadzi za pomocą suwnicy.



Tor suwnicy będzie przechodzić pod wieżą wyciągową aż do stacji prób. Obok załadowania i wyładowania suwnica będzie służyć do przenoszenia transformatorów i rdzeni na dowolne miejsce w hali.

Po wyładowaniu transformatora i umieszczeniu go w specjalnie na ten cel przeznaczonym miejscu spuszcza się olej do studzienki, skąd przepompuje się go do regeneracji mechanicznej w zbiornikach zewnętrznych, zainstalowanych koło olejarni.

Wyjęty rdzeń suwnica przenosi na miejsce montażowe. Tu ustala się zakres robót i sporządza kartę ewidencyjną. Numer karty ewidencyjnej stanowi numer zamówienia warsztatowego.

Po wykonaniu powyższych czynności, transformator przydziela się brygadzie remontowej, która go demontuje, a następnie — po otrzymaniu naprawionych części — dokonywa remontu ściśle według wytyczonego przez biuro warsztatowe procesu technologicznego.

W miarę postępującego demontażu komórka dokumentacyjna sporządza „techniczne dane demontażu", na których podstawie sporządza się z kolei potrzebną dokumentację na poszczególne części uszkodzone oraz potrzebne rysunki i szkice.

Po ustaleniu procesu technologicznego biuro warsztatowe wystawia karty robocze i materiałowe. Wszystkie części transformatora podlegające naprawie, jak i części zdemontowane, otrzymują sztywny kartonik (wywieszkę) z wypisanymi numerami karty ewidencyjnej i nazwą części, do której należą.

Następnie części podlegające naprawie przesyła się do odpowiednich oddziałów pomocniczych, a więc uzwojenie do kablowni, względnie nawijalni, kadź i inne części do oddziału mechanicznego i spawalni.

Części dobre układa się na stole warsztatowym, znajdującym się w pobliżu rozbieranego transformatora. Rdzeń żelazny, po przepłukaniu i wymyciu, jeżeli nie wykazuje uszkodzeń, poddaje się próbom elektrycznym, to jest badaniu izolacji śrub rdzeniowych. W przypadku częściowego wypalenia blach rdzeń rozkręca się, a blachy rozłożone gatunkami przelicza się dla określenia ilości blachy potrzebnej do uzupełnienia i pocięcia.

Po zapoznaniu się z ustalonym zakresem robót brygadzista odpowiedzialny za remont przygotowuje potrzebne mu narzędzia i materiały, a w czasie demontażu i montażu współpracuje z oddziałami w przygotowaniu brakujących części. Prócz tego jest on obecny przy wszel-

Rys. 1. Plan rozmieszczenia maszyn i urządzeń w ośrodku remontowym transformatorów (skala 1:400)

OZNACZENIA

Cz. g. — części gotowe
Fr — frezarka
Fr. un. — frezarka uniwersalna
Iz. pion. — izolarka pionowa
K — kuźnia
Kran sp. ol. — kran spustowy oleju
M — majster
Noż. — nożyce
Okl. bl. — oklejarka blach
Olej br. — olej brudny
Olej św. — olej świeży
P — piła
Pł — płyta
Pr — prasa
Ptś — piła taśmowa
Ptr — piła tarczowa
Przec — przeciągarka
Reg. ind. — regulator indukcyjny
St — stół
St. ślus. — stół ślusarski
Str. — strugarka
Studz. ol. — studzienka olejowa
Tr. prob. — transformator probierczy
W. k. — wiertarka karuzelowa
W. st. — wiertarka stołowa
Wyt. — wytaczarki

kich badaniach i próbach, przeprowadzanych przez kontrolę techniczną nad powierzonym mu transfromatorem lub jego częściami.

Po ukończeniu montażu transformator podlega suszeniu, a następnie zalewa się go olejem i poddaje próbom końcowym na stacji prób.

Podane wyżej zasadnicze operacje będą wykonywane w następujących oddziałach produkcyjnych i pomocniczych:

1) hala montażowa,
2) suszarnia,
3) kablownia,
4) nawijalnia,
5) stolarnia,
6) warsztat mechaniczny,
7) spawalnia,
8) lakiernia,
9) olejarnia,
10) stacja prób.

Plan na rys. 1 przedstawia rozmieszczenie maszyn i urządzeń, przy czym olejarnia będzie umieszczona w osobnym budynku.

Głównymi urządzeniami hali będą: suwnica 80-tonowa, obsługująca całą halę (wysokość do spodu haka 11 m) wraz z wieżą wyciągową i stacją prób oraz dźwig 125-tonowy (wysokość do podnoszenia — 14 m), zainstalowany w wieży nad torem kolejowym. Prócz tego na hali zainstalowane będą:

a) dół do mycia transformatorów świeżym olejem, połączony z dołem spustowym o pojemności 25 t oleju, umieszczonym na zewnątrz hali; dół ma być zaopatrzony w urządzenia pompowe do przetoczenia oleju „brudnego" do zbiorników zewnętrznych umieszczonych przy olejarni;

b) suszarnia kadziowa do ładowania z góry, umieszczona w pobliżu suszarni próżniowej o wymiarach 6 m × 3,5 m × × 4,5 m i wyposażona w grzejniki do podgrzewania gorącą wodą o temp. około 135°C, znajdujące się na dnie i bokach kadzi; całość będzie izolowana cieplnie; u dołu kadzi będzie kran z rurą do oleju.

Suszarnia będzie się składać z dwóch pomieszczeń. Jedno będzie przeznaczone dla suszarni próżniowej wolnostojącej z jednymi drzwiami (fabr. zagraniczny) o wymiarach wewnętrznych w świetle: szerokość 3250 mm, długość 5750 mm, wysokość 4500 mm. Suszenie będzie się odbywać przy pomocy gorącej wody o temperaturze około 135°C, przepływającej przez grzejniki, umieszczone w obudowie zewnętrznej suszarni. W drugim pomieszczeniu będzie zainstalowana kompletna aparatura, składająca się z 2 skraplaczy wolnostojących i 2 pomp próżniowych, napędzanych silnikami. Należy przy tym zaznaczyć, że w celu zredukowania wąskiej przelotowości suszarni postanowiono zastosować w ośrodku trzy metody suszenia: a) próżniowe (szafowe) z podgrzewaniem gorącą wodą, b) próżniowe (szafowe) w kadzi ładowanej z góry (na hali), c) próżniowe we własnej kadzi z podgrzewaniem prądami wirowymi (na hali).

W kablowni, gdzie odbywać się będzie przygotowanie drutu starego lub izolowanie drutu nowego, będą zainstalowane:

1) walcarka do miedzi nawojowej dla przekrojów do 200 mm² wraz z urządzeniem odbiorczym — nawijanie w kręgi,
2) izolarki do drutów okrągłych i profilowych,
3) przeciągarka drutów,
4) piec do wyżarzania miedzi,
5) urządzenie do przewijania i zwijania drutów na bębny,
6) transformator do spawania miedzi,
7) urządzenie do oczyszczania wyżarzonego drutu.

W nawijalni ustawione będą nawijarki duże oraz następujące maszyny do przygotowania potrzebnego materiału izolacyjnego:

1) prasa mimośrodowa typu lekkiego do wytłaczania podkładek międzycewkowych,
2) nożyce introligatorskie do cięcia preszpanu,
3) nożyce łukowe do wycinania krążków z preszpanu o średnicy do 150 mm.

Stolarnia będzie wykonywać drewniane i bakielitowe części transformatora, jak kliny, podkładki, krążki itp., oraz modele na wykonanie cewek. Obok tego wyrabiać będzie skrzynie do pakowania armatury, wychodzącej z ośrodka, jak również przygotowywać drzewo do zamocowania transformatorów, przeznaczonych do wysyłki. Wyposażenie oddziału będą stanowić maszyny stolarskie, jak piła tarczowa, taśmowa, strugarka, frezarka i wiertarka stołowa. Oddział ten będzie miał — obok zasadniczego pomieszczenia produkcyjnego — suszarnię do drzewa i podręczny skład drzewa, aby w ośrodku zawsze było do dyspozycji drzewo właściwej jakości. Powietrze w suszarni będzie podgrzewane przy pomocy grzejników z gorącą wodą.

Oddział mechaniczny zajmować się będzie przygotowaniem — dla potrzeb ośrodka i zakładów remontowych w okręgach — części obrobionych, jak pierścienie dociskowe, koła toczne, krany spustowe, zawory, kołnierze, śruby itp. Oprócz tego w tym oddziale projektuje się montowanie podzespołów (jak przełączniki zaczepów bez obciążenia), kranów, zaworów do radiatorów i innej aparatury transformatora. Jego wyposażenie będą stanowić tokarki pociągowe, wiertarki i frezarka. W przypadku naprawy uszkodzonego rdzenia oddział mechaniczny będzie zaopatrzony w niezbędne maszyny do cięcia blachy, oklejania i tłoczenia otworów.

W spawalni i lakierni będą naprawiane kadzie. Podstawowe wyposażenie będą stanowić: spawarka wirująca, wytwornica acetylenowa niskoprężna (umieszczona na zewnątrz w innym budynku) oraz sprężarka do malowania wraz ze zbiornikiem.

W olejarni będą wykonywane laboratoryjne badania oleju, jego oczyszczanie i odwadnianie oraz magazynowanie. Badania oleju będą przeprowadzane w myśl istniejących przepisów i norm. Według danych radzieckich proces czyszczenia i odwadniania oleju przy większych ilościach najsprawniej odbywa się przy zastosowaniu kotłów próżniowych (odwodnianie) oraz pras filtracyjnych (oczyszczanie). Taki właśnie proces będzie zastosowany w zaprojektowanej olejarni.

Olej będzie przechowywać się w zbiornikach żelaznych, ustawionych na fundamencie betonowym na zewnątrz olejarni. Zbiorniki będą połączone między sobą oraz z olejarnią rurociągiem, pozwalającym na pobieranie oleju z dowolnego zbiornika. Opróżnianie cystern kolejowych odbywać się będzie również przy pomocy rurociągu. W budynku olejarni będą zainstalowane zbiorniki do odpowietrzania i odwodnienia oleju, połączone rurami z prasami filtracyjnymi i pompą próżniową. Odwodniony i oczyszczony olej będzie doprowadzony do hali montażowej rurociągiem izolowanym, ułożonym w kanale murowanym. W tym samym kanale będzie umieszczony rurociąg z olejem „brudnym" z hali montażowej.

Przewiduje się zainstalowanie 6 zbiorników żelaznych o pojemności 120 t do magazynowania oleju i 4 zbiorników do odwodnienia. W części maszynowej olejarni będą ustawione 3 prasy filtracyjne, pompa próżniowa oraz pompa do tłoczenia oleju.

Stacja prób, stanowiąca przedłużenie hali montażowej, będzie się składać z dwu pomieszczeń — maszynowni i właściwej stacji prób. Ponieważ techniczna kontrola i badanie transformatora są ze sobą ściśle związane, organizacyjnie oba te działy będą połączone.

Stacja prób będzie wykonywać próby międzyoperacyjne i próby gotowego transformatora. Próby międzyoperacyjne obejmują kotrolę materiałów produkcyjnych — przewodowych, magnetycznych, izolacyjnych, kontrolę głównych części czynnych transformatora (to jest rdzenia i uzwojeń) po ich remoncie oraz kontrolę kadzi i urządzeń chłodniczych.

Próby gotowego transformatora składać się będą z pomiarów wstępnych, podczas których nie stosuje się wysokiego napięcia, oraz prób końcowych.

Pomiary wstępne przeprowadzane będą już po zmontowaniu rdzenia z pokrywą i izolatorami, lecz przed załadowaniem do kadzi. Wykonywać się je będzie bądź na stanowisku pracy w hali, bądź na stacji prób. Obejmą one: 1) próbę śrub jarzmowych, 2) próbę induktorem — pomiar oporności izolacji, 3) pomiar oporności czynnej uzwojeń, 4) pomiar przekładni, 5) sprawdzenie grupy połączeń, 6) oględziny przed suszeniem i po suszeniu, 7) próby kadzi transformatora.

Próby końcowe, dokonywane wyłącznie na stacji prób, będą dotyczyć: próby stanu jałowego, próby stanu zwarcia, badania oleju, próby wytrzymałości elektrycznej izolacji.

W maszynowni będą zainstalowane następujące maszyny i urządzenia:

a) generator prądu trójfazowego o mocy 2000 kVA, napięciu 3 kV, częstotliwości 50/100 Hz z silnikiem napędowym o mocy 700 kW i napięciu 6 kV;

b) wzbudnica do generatora z silnikiem napędowym na 380 V;

c) 2 transformatory olejowe o mocy 2000 kVA każdy i przekładni 3/6, 10 i 15 kV oraz 3/30 i 60 kV.

d) rozdzielnia własnych potrzeb na napięciu 6 kV.

W samej stacji prób będzie umieszczony transformator probierczy na 400 kVA, 500 kV, zasilany z generatora, iskiernik oraz pulpity sterownicze, wyposażone w całkowitą aparaturę pomiarową i sterowniczą.

Analizując dotychczasowe doświadczenie w dziedzinie remontów, należy wysunąć pod adresem biur konstrukcyjnych krajowych fabryk transformatorów następujące postulaty:

1) ujednolicenie typów transformatorów z przystosowaniem ich do istniejących możliwości transportu kolejowego;

2) opracowanie dokumentacji techniczno-ruchowej dla poszczególnych typów transformatorów, szczególnie średniej i dużej mocy, umożliwiającej użytkownikowi prowadzenie prawidłowej eksploatacji i „profilaktyki" transformatora; dokumentacja ta powinna obejmować: a) opis obsługi transformatora w czasie normalnego ruchu; b) opis sposobu przygotowania transformatora do transportu oraz po przetransportowaniu go do ruchu, c) zachowanie się transformatora przy zwyżce napięcia, d) przeciążalność transformatora, e) opis sposobu wykonania przeglądu wewnętrznego, f) rysunek kompletnego transformatora z zasadniczymi wymiarami (długość, wysokość, szerokość); g) rysunek obrysia transformatora z wymiarami — bez izolatorów i radiatorów odejmowanych, h) rysunki szkicowe i schematy działania przełączników zaczepów i) opis wymiany izolatorów, przestawiania kółek itp., k) wskazówki montażowe dla poszczególnych części; dokumenty te powinny zawierać jak największą liczbę rysunków;

3) znormalizowanie i opracowanie dokumentacji na części zapasowe;

4) nawiązanie ścisłej współpracy pomiędzy krajowymi konstruktorami i sekcjami technologicznymi ośrodka po ich uruchomieniu zarówno dla nadania właściwego kierunku w skomplikowanych procesach technologicznych naprawy transformatora, jak i dla wymiany spostrzeżeń w pracy i doświadczenia ruchowego.

XXXII

KELASZ JERZY
Zakład Wysok. Napięć Instyt. Elektr.

Suszenie transformatorów metodą próżniową

621.314:66.047:621.52

Treść. Metody suszenia i urządzenia do nasycania. Skrócone metody suszenia: ich zalety i wady. Zagadnienie kondensacji pary wodnej w skraplaczu.

Сушка трансформаторов в вакууме. Методы высушивания и устройства для пропитки. Сокращенные методы сушки, их преимущества и недостатки. Вопросы конденсации водяного пара в холодильнике.

Vacuum method of drying transformers. Drying method and impregnation equipment. Advantages and disadvantages of quick drying methods. The problem of steam condensation.

1. Metody suszenia i urządzenia do nasycania.

Od kilkunastu lat ustalił się pogląd, że wybór metody suszenia zależy od napięcia znamionowego transformatora i od rodzaju izolacji transformatora.

Najdoskonalszą znaną metodą suszenia transformatorów jest suszenie w próżni, połączone z nasycaniem w próżni. Jest to jednak proces bardzo pracochłonny i wymagający dużych inwestycji, toteż znalazł on rozpowszechnienie tylko dla transformatorów na napięcia znamionowe 60 kV, 110 kV i wyższe. Przy niższych napięciach i niewielkich mocach stosuje się w dalszym ciągu suszenie przy ciśnieniu atmosferycznym.

Stosuje się następujące metody suszenia próżniowego dużych transformatorów:

a) suszenie w specjalnych zbiornikach do nasycania — z otworem u góry,

b) suszenie w zbiornikach do nasycania — z otworem z boku,

c) suszenie we własnej skrzyni.

Suszenie w zbiorniku do nasycania z otworem u góry stosuje się wtedy, kiedy transformator po nasyceniu wypada wstawić do skrzyni. Nad zbiornikiem musi znajdować się suwnica o nośności kilkudziesięciu ton. Urządzenia tego typu są podobne w swej konstrukcji do kotłów do nasycania kabli. Znalazły one szerokie rozpowszechnienie w Ameryce. Wadą ich są duże koszty inwestycyjne, duża ilość miejsca niezbędnego na ulokowanie urządzenia, trudność obsługi i trudność przystosowania do nasycania w próżni razem ze skrzynią.

Z tych powodów coraz szerzej stosuje się urządzenia nasycające typu szafowego lub tunelowego z otworami z boku i wyposażone w tor kolejowy, wchodzący do wnętrza skrzyni.

Gdy zbiornik do nasycania z otworem u góry bywa używany zwykle jednocześnie jako zbiornik oleju, urządzenie szafowe lub tunelowe służy jedynie jako urządzenie próżniowe, a zbiornikiem oleju jest skrzynia transformatora (transformator jest wstawiany razem ze skrzynią do suszarni celem ostatecznego wysuszenia go i nasycenia olejem).

Suszenie w skrzyni własnej transformatora jest dalszym etapem rozwoju techniki suszenia transformatorów. Metoda ta ma duże zalety, jeśli chodzi o jakość procesu nasycania (prostota urządzenia, łatwość uzyskania prawidłowego nasycenia w próżni). Byłaby ona niewątpliwie wyłącznie stosowana, gdyby nie trudność ogrzewania transformatora i uzyskania wystarczającej szczelności, a — co za tym idzie — i próżni. Na przeszkodzie do rozpowszechnienia tej metody stoi w warunkach fabrycznych również zbyt mała wytrzymałość mechaniczna skrzyń, szczególnie skrzyń transformatorów małych.

Zasadnicza wada suszenia w skrzyni własnej — trudność ogrzewania — odpada wtedy, kiedy jest do dyspozycji suszarnia o ciśnieniu atmosferycznym i o takim gabarycie, że transformatory suszone są w stanie zmieścić się w niej. W tym przypadku można transformator nagrzać bez skrzyni w suszarni i jednocześnie z grubsza wysuszyć przy ciśnieniu atmosferycznym, a następnie po wysuszeniu wstępnym w stanie gorącym wstawić do gorącej skrzyni i całość umieścić w piecu. Nagrzewanie odbywa się w tym przypadku za pomocą grzejników parowych umieszczonych wewnątrz suszarni, w charakterze zaś naczynia próżniowego występuje skrzynia transformatora.

Najwłaściwszy proces suszenia próżniowego jest następujący:

a) nagrzewanie, mające na celu nadanie całej masie kadłuba transformatora tej samej temperatury;

b) suszenie wstępne przy ciśnieniu atmosferycznym lub niewielkiej próżni w celu usunięcia większej części wilgoci;

c) dokręcanie nakrętek i śrub zluzowanych z powodu odkształcenia materiałów izolacyjnych;

d) suszenie ostateczne w próżni — początkowo niskiej, a potem — wysokiej;

e) napełnianie olejem w jak najwyższej próżni;

f) nasycanie w próżni; etap ten ma na celu usunięcie resztek gazów zawartych w izolacji.

Zastosowanie suszenia wstępnego i ostatecznego jako dwóch oddzielnych etapów skraca znacznie czas suszenia, szczególnie w przypadku, kiedy nie ma do dyspozycji wystarczająco wydajnych pomp próżniowych. Poza tym suszenie wstępne transformatora bez skrzyni poprzedzone rozgrzewaniem jest krótsze od bezpośredniego suszenia w skrzyni, gdyż rozgrzewanie bez skrzyń jest znacznie łatwiejsze.

Urządzenie do nasycania musi spełniać szereg wymagań, aby zapewnić wystarczającą jakość procesu.

2. Wymagania techniczne dotyczące urządzenia do nasycania.

a) Wymagania w zakresie temperatur. Aby zapewnić wystarczającą szybkość odparowania wilgoci przy niewielkim zestarzeniu się izolacji, należy przy ciśnieniu atmosferycznym stosować temperaturę suszenia nie większą od 105°C, a przy suszeniu w próżni — temperaturę do 90°C. Liczni autorzy zalecają jeszcze niższe temperatury przy suszeniu w próżni, a mianowicie 60—80°C.

Bardzo ważny dla prawidłowego przebiegu suszenia jest rozkład temperatur wewnątrz uzwojeń w czasie i przestrzeni. Jak wiadomo, dyfuzja wilgoci jest związana z kierunkiem zmiany temperatur i w przypadku niewłaściwego rozkładu temperatur znaczna część wilgoci może przenosić się wewnątrz izolacji w kierunku niewłaściwym lub zbierać się w nierównościach skrzyni zamiast wydostawać się na zewnątrz transformatora. Z tego powodu różnice temperatur powinny być niewielkie — rzędu kilku stopni. Idealnym rozkładem temperatur byłby rozkład temperatur taki sam, jak podczas eksploatacji transformatora, tzn. spadek temperatury powinien być skierowany od wewnętrznych części transformatora na zewnątrz. Niestety, taki rozkład temperatur byłby osiągalny tylko w przypadku nagrzewania transformatora stratami w żelazie i miedzi, co jest niemożliwe do osiągnięcia w praktyce ze względu na niebezpieczeństwo lokalnego przegrzania izolacji.

Podczas suszenia z nagrzewaniem z zewnątrz rozkład temperatur jest, niestety, odwrotny niż zalecany. Celem uzyskania okresowo właściwego rozkładu temperatur i przyspieszenia w ten sposób procesu suszenia stosuje się suszenie z ogrzewaniem i studzeniem, przy czym proces suszenia przebiega głównie podczas okresu studzenia, kiedy spadek temperatury jest korzystny. Urządzenie ogrzewnicze suszarni można uważać za zaprojektowane prawidłowo, jeżeli rozkład temperatur w suszarni w stanie ustalonym jest taki, że różnica między najwyższą i najniższą temperaturą nie przekracza 5^0C.

b) W y m a g a n i a c o d o s z c z e l n o ś c i. Szczelność urządzenia próżniowego do suszenia transformatorów winna być taka, żeby w urządzeniu próżniowym można było uzyskać za pomocą będących do dyspozycji pomp próżnię rzędu 5 mm słupa rtęci.

Szczelność układu próżniowego mierzy się w kilogramach powietrza przenikającego w ciągu godziny do wnętrza układu próżniowego. Szczelność układu próżniowego w przypadku próżni większych od 0,5 kg/cm^2 nie zależy od wielkości próżni. Praktycznie mierzy się szczelność spadkiem próżni na jednostkę czasu. Jednoznaczność obu definicji można udowodnić, jeżeli oprzeć się na ogólnym równaniu stanu gazów, przy czym należy założyć, że zjawisko przenikania powietrza do wnętrza naczynia próżniowego odbywa się izotermicznie. Założenie to jest spełnione, jeżeli pomiar szczelności odbywa się przy stałej temperaturze i ilość przenikającego przez nieszczelności powietrza jest tak niewielka w porównaniu z ilością gazu zawartego w naczyniu, że można pominąć wpływ adiabatycznego rozszerzania się gazu przedostającego się do wnętrza.

Przy oznaczeniach:

Δp — przyrost ciśnienia w zbiorniku w ciągu jednostki czasu spowodowany nieszczelnościami,

ΔG — masa powietrza, która przedostaje się przez nieszczelności w ciągu jednostki czasu,

R — stała gazowa,

T — temperatura bezwzględna = const.,

V — objętość zbiornika

otrzymuje się z równania $pV = GRT$ następujące wyrażenie:

$$\Delta p = \frac{R \cdot T}{V} \cdot \Delta G,$$

z którego wynika proporcjonalność zmian ciśnienia w zbiorniku do zmian masy gazu zawartego w naczyniu.

Zmiana ciśnienia w zbiorniku próżniowym — przy nieczynnych pompach — może nastąpić nie tylko z powodu nieszczelności, lecz również wskutek odparowania wody z suszonego obiektu. Z punktu widzenia doboru wydajności pomp (jeżeli nie uwzględnia się działania kondensatora) zmiana ciśnienia gazu w naczyniu wskutek odparowania wody jest zjawiskiem podobnym do zmiany ciśnienia wskutek nieszczelności; wpływ obu tych zjawisk należy nieraz sumować.

W niektórych przypadkach suszenia zwiększamy sztucznie nieszczelność celem przyspieszenia procesu odparowania wilgoci, nie wynika jednak bynajmniej stąd wniosek, że w każdym przypadku wystarczy niewielka szczelność układu próżniowego. Niewielka szczelność łączy się z niewielką próżnią, co pod koniec suszenia jest wybitnie szkodliwe, gdyż uniemożliwia uzyskanie najwyższego stopnia wysuszenia.

Jako praktycznie możliwą do osiągnięcia szczelność, wystarczającą z punktu widzenia jakości procesu suszenia, przyjmuje się 10 mm Hg/godz. W przypadku suszenia we własnej skrzyni trzeba się nieraz zadowolić szczelnością rzędu 100 mm Hg/godz.

c) W y m a g a n i a w z a k r e s i e p r ó ż n i i p o m p p r ó ż n i o w y c h. Aby w układzie próżniowym dało się uzyskać wysoką próżnię, pompy próżniowe winny odznaczać się wystarczająco małym ciśnieniem mierzonym na zaślepionym otworze ssącym pompy. Ciśnienie to winno być nie większe od 2 mm Hg, aby stosunkowo łatwo dało się uzyskać próżnię rzędu 5 mm Hg. Uzyskiwanie większych próżni przy suszeniu transformatorów nie wydaje się celowe. Wielkość pompy do suszarni próżniowej może być dobrana na podstawie wymagań, co do maksymalnej próżni uzyskiwanej w układzie próżniowym. Wymaganą wydajność pompy próżniowej S można obliczyć według wzoru

$$S\ [\mathrm{m^3/godz.}] = \frac{V\ [\mathrm{m^3}]}{p_{\min}\ [\mathrm{mmHg}]} \cdot \Delta p \left[\frac{\mathrm{mmHg}}{\mathrm{godz.}}\right],$$

gdzie V — objętość zbiornika próżniowego,

$p_{\min}$ — najmniejsze ciśnienie w zbiorniku wymagane w procesie suszenia i nasycania,

Δp — szczelność urządzenia próżniowego.

W przypadku, kiedy wymagane najmniejsze ciśnienie $p_{\min}$ jest bliskie najmniejszego ciśnienia wytwarzanego przez pompy próżniowe, należy uwzględnić spadek wydajności pomp przy tym ciśnieniu.

Gdyby temperatura wody chłodzącej skraplacz była wyższa od temperatury parowania odpowiadającej ciśnieniu w zbiorniku, wymagana wydajność pomp próżniowych winna być znacznie większa. Należy w tym przypadku uwzględnić konieczność wypompowania nie tylko powietrza, które przedostało się przez nieszczelności, lecz również pary wodnej z suszonego obiektu. Jeśli w ciągu jednostki czasu wydziela się ΔG_w jednostek masy pary wodnej, to wzrost ciśnienia w zbiorniku (przy nieczynnych pompach próżniowych) na jednostkę czasu wyniesie:

$$\Delta p_w = \frac{R_w T}{V} \cdot \Delta G_w.$$

gdzie R_w — stała gazowa pary wodnej,

T — temperatura bezwzględna w suszarni.

Niezbędną wydajność pomp próżniowych oblicza się w tym przypadku ze wzoru:

$$S\ [\mathrm{m^3/godz.}] = \frac{V\ [\mathrm{m^3}]}{p_{\min}\ [\mathrm{mm\ Hg}]} \cdot (\Delta p + p_w) \left[\frac{\mathrm{mm\ Hg}}{\mathrm{godz.}}\right].$$

Drugi sposób doboru pomp próżniowych polega na określeniu wydajności pompy niezbędnej do uzyskania pewnej próżni w określonym czasie.

W przypadku niewielkich nieszczelności obliczenie niezbędnej wydajności pomp można oprzeć na wzorze:

$$S\ [\mathrm{m^3/godz.}] = \frac{V\ [\mathrm{m^3}]}{t\ [\mathrm{godz}]} \left(\ln \frac{p_o}{p_a}\right) \cdot k \left[\frac{\mathrm{m^3}}{\mathrm{godz.}}\right],$$

gdzie V — objętość zbiornika (m^3),

p_a — ciśnienie w zbiorniku,

p_o — ciśnienie zewnętrzne,

k — współczynnik uwzględniający nieszczelność urządzenia próżniowego,

t — czas opróżniania zbiornika do nasycania (przy nasycaniu z przedmuchiwaniem powietrza czas powinien być rzędu 0,5 godz.).

Przy niewielkiej szczelności układu próżniowego należy pompy dobierać według najmniejszego ciśnienia w zbiorniku do nasycania (5 mm Hg); przy dużej szczelności według czasu pompowania t. Przy doborze pomp należy ponadto uwzględnić oporność rurociągów.

3. Uwagi w sprawie możliwości skrócenia czasu suszenia.

Proces suszenia w próżni daje co prawda bardzo dobre wyniki, jest jednak bardzo kosztowny i dlatego zastosowanie tego procesu ogranicza się do niezbędnych przypadków — uzwojeń na najwyższe napięcia.

W ostatnich latach czynione są wysiłki obniżenia kosztów suszenia w próżni przez skrócenie czasu trwania procesu Skrócenie czasu suszenia jest specjalnie korzystne dla zakładów remontowych i tych zakładów wytwórczych, które mają do czynienia z trudnym zadaniem suszenia izolacji zaolejonej. Metody skrócone wymagają zwykle dodatkowych inwestycji.

C z a s s u s z e n i a a j a k o ś ć s u s z e n i a. W dążeniu do skrócenia czasu należy zachować ostrożność, gdyż wszystkie sposoby suszenia skróconego zastosowane nieprawidłowo mogą spowodować pogorszenie izolacji, a mianowicie:

a) zbyt wielka prędkość parowania wody może spowodować uszkodzenie mechaniczne izolacji;

b) przekroczenie temperatury dopuszczalnej zmniejsza czas służby izolacji;

c) nieprawidłowe nasycanie powoduje pozostawianie resztek powietrza w izolacji.

Możliwość uszkodzenia izolacji przez nadmierną prędkość parowania wody zależy od dwóch czynników: wydajności pomp lub stopnia wyzyskania tej wydajności i od rodzaju użytej izolacji. Im większa jest prędkość pompowania i wyższa temperatura, im mniej jest porowata izolacja, tym większe jest niebezpieczeństwo uszkodzenia. Pod wpływem intensywnego parowania materiały warstwowe (papier bakielizowany) ulegają rozwarstwieniu, a izolacja miękka (np. papier nawojowy) ulega skręceniu lub popękaniu. Należy więc regulować prędkość parowania wody w ten sposób, aby nie przekroczyć granicy dopuszczalnej dla danego rodzaju izolacji. Dopuszczalną prędkość parowania można określić doświadczalnie.

Stosowanie — w celu zwiększenia prędkości parowania — temperatur przekraczających 105^0C jest niedopuszczalne dla izolacji papierowej (obserwowano stosowanie przy su-

szeniu w przemyśle temperatur dochodzących do 140°C). Czas służby izolacji maleje dwukrotnie przy wzroście temperatury o każde 8°C. Opierając się na powyższej zależności można obliczyć, że tygodniowe suszenie przy temperaturze 140° skraca okres służby izolacji o 5%, co jest już niedopuszczalne z punktu widzenia jakości izolacji transformatora.

Napełnianie transformatora olejem bez próżni lub zbyt krótki czas nasycania w próżni powodują niezupełne usunięcie powietrza z izolacji, a w następstwie jonizację lub przeskoki w izolacji i zbyt dużą stratność. Do tych samych skutków prowadzi zbyt krótkie odpowietrzanie oleju lub zbyt niska jego temperatura przed napełnieniem transformatora.

Uzasadnienie metod skróconego suszenia. Jak wiadomo, na prędkość schnięcia mają wpływ trzy czynniki: a) ciśnienie pary wodnej przy powierzchni uzwojenia; b) różnica temperatur między wewnętrznymi i zewnętrznymi częściami izolacji; c) temperatura średnia izolacji. Omówimy kolejno wpływ każdego z nich.

a) Ciśnienie w skrzyni transformatora podczas suszenia jest sumą ciśnienia resztek powietrza znajdującego się w skrzyni i pary wodnej. Istnieją dwa sposoby zmniejszenia ciśnienia pary wodnej przy powierzchni uzwojenia: 1) obniżenie ogólnego ciśnienia w skrzyni oraz 2) wprowadzenie powietrza do skrzyni przy niezmienionym ciśnieniu wewnątrz skrzyni. Gdy pierwszy sposób prowadzi (przy znacznej szczelności układu próżniowego) do wytworzenia wewnątrz skrzyni atmosfery złożonej prawie wyłącznie z pary wodnej, drugi sposób prowadzi do wytworzenia w skrzyni atmosfery powietrza mniej lub więcej suchego.

Przyjmując, że prędkość schnięcia nie zależy od ogólnego ciśnienia w skrzyni, a zależy tylko od ciśnienia cząstkowego pary wodnej (założenie słuszne w przybliżeniu dla małych ciśnień cząstkowych pary wodnej), można stwierdzić, że suszenie z wpuszczaniem powietrza może odbywać się przy większym ciśnieniu wewnątrz skrzyni niż suszenie przy naczyniu szczelnym, przy czym prędkość suszenia będzie taka sama, gdyż ciśnienie cząstkowe pary wodnej pozostanie bez zmiany. Stosując wpuszczanie powietrza i znaczną próżnię (warunek osiągalny tylko przy dużej wydajności pomp próżniowych), można uczynić ciśnienie cząstkowe pary wodnej koło uzwojeń tak małym, że prędkość suszenia znacznie wzrośnie.

Metoda powyższa jest uzasadniona pod warunkiem, że para wodna, która przedostaje się z powietrza do wnętrza skrzyni, nie wytworzy znacznego ciśnienia cząstkowego w skrzyni.

Łatwo wykazać, że wpuszczanie do skrzyni transformatora chłodnego powietrza — o znacznej nawet wilgotności przy ciśnieniu atmosferycznym — nie jest w stanie spowodować znacznych ciśnień cząstkowych pary wodnej wewnątrz skrzyni.

Przyjmując na przykład, że powietrze wpuszczone do transformatora ma temperaturę 20°C, ciśnienie 760 mm Hg i wilgotność 90%, można obliczyć, że wilgotność tego powietrza w zbiorniku próżniowym przy temperaturze 90°C i ciśnieniu 50 mm Hg będzie wynosiła 0,22%, ciśnienie zaś cząstkowe pary wodnej zawartej we wpuszczonym powietrzu 1,2 mm Hg.

Jak widać, w wyniku wpuszczenia powietrza zmniejszyło się ciśnienie pary wodnej z 50 na 1,2 mm Hg, choć ogólne ciśnienie nie uległo zmianie.

b) Wpuszczenie chłodnego powietrza do wnętrza transformatora powoduje chwilowe obniżenie temperatury na powierzchni izolacji. Ponieważ wewnętrzne warstwy izolacji mają w dalszym ciągu wysoką temperaturę, gdyż otrzymują ciepło od nagrzanych elementów miedzianych i stalowych o znacznej pojemności cieplnej, w izolacji wystąpi spadek temperatury zwrócony od wewnętrznych warstw izolacji do zewnętrznych. Zjawisko to powoduje przyspieszone przenikanie wilgoci z wewnętrznych warstw izolacji do zewnętrznych w kierunku spadku temperatury.

Z powierzchni izolacji łatwo następuje już odparowanie wilgoci. Metoda okresowego obniżania temperatury na powierzchni izolacji prowadzi do tzw. termodyfuzji: przenikania wilgoci w kierunku spadku temperatury i przyspieszonego usunięcia wilgoci zawartej w wewnętrznych warstwach.

Dla wyzyskania zjawiska termodyfuzji należy wpuszczać powietrze w dużych ilościach, lecz tylko przez krótki okres czasu, aby uniknąć przestudzenia wewnętrznych warstw izolacji.

W przypadku wyzyskania jedynie zjawisk opisanych pod a) nie potrzeba zachowywać cykliczności wpuszczania powietrza i wystarczy pozostawienie jedynie pewnej stałej — niewielkiej — nieszczelności dla obniżenia ciśnienia pary wodnej w zbiorniku do suszenia i nasycania.

Powiększenie średniej temperatury izolacji powoduje również skrócenie czasu trwania suszenia. Ze względu jednak na starzenie izolacji nie można podnieść temperatury suszenia ponad 105°C.

Skrócenie procesu suszenia trzema wymienionymi metodami dotyczy jedynie etapu „suszenia właściwego", przez który należy rozumieć okres od osiągnięcia pełnej temperatury i próżni do chwili osiągnięcia maksymalnej ustalonej opory izolacji i korzystnych wartości innych wskaźników stanu izolacji, jak stratność, pojemność, stosunek C_2/C_{50} itp. Pozostałe etapy suszenia, jak nagrzewanie, stopniowe powiększanie próżni, napełnianie olejem, nasycanie, nie mogą być skrócone bez pogorszenia właściwości izolacyjnych transformatora. Jedynie etap, obejmujący dociskanie śrub i montaż przełącznika pod obciążeniem wykonywany po nasyceniu transformatora, winien być skrócony do minimum przez właściwą organizację tych prac.

Wymagania od urządzenia do nasycania przy suszeniu skróconym. Ponieważ skrócone suszenie wymaga wpuszczania powietrza, niezbędna jest duża wydajność pomp próżniowych.

Należy się liczyć ze średnią nieszczelnością zbiornika rzędu 300—500 mm Hg/godz., spowodowaną wpuszczaniem dodatkowego powietrza. Zastosowanie wydajnych pomp nie zmniejsza jednak wymagań co do szczelności zbiorników, gdyż koniec suszenia winien przebiegać przy jak największej próżni.

Pewne skrócenie czasu suszenia można uzyskać przez takie wykonanie konstrukcyjne urządzenia do nasycania, aby skrócić do minimum czas załadowania i wyładowania transformatora. Znaczne skrócenie całkowitego czasu suszenia i nasycania (o ~ 6—10 godz.) można uzyskać przez takie wykonanie pokrywy zbiornika do suszenia i nasycania, aby nie było potrzeby dokręcania śrub. Śruby dociskające pokrywę suszarni w ogóle nie są potrzebne, jeżeli powierzchnie uszczelnione dobrze przylegają do siebie i są zaopatrzone w rowek, w którym znajduje się uszczelniacz.

4. Zagadnienie kondensacji pary wodnej w skraplaczu.

Przy suszeniu próżniowym umieszcza się na ogół skraplacz pary wodnej przed pompą próżniową. Nieraz stosuje się drugi skraplacz za pompą próżniową.

Skraplacze spełniają podwójne zadanie: a) nie dopuszczają do przedostania się większej ilości pary wodnej do pompy próżniowej, które jest szkodliwe w przypadku stosowania pomp rotacyjnych olejowych); b) umożliwiają pomiar ilości wydzielającej się wody.

Skraplacz za pompą próżniową jest stosowany przy suszeniu transformatorów przy dużej próżni, gdy w skraplaczu przed pompą próżniową nie są spełnione warunki kondensacji pary wodnej.

Od kilku lat, odkąd zastosowano suszenie próżniowe w naczyniach o niewielkiej szczelności, np. skrzynie własne transformatora, powstało zagadnienie, w jakim stopniu ilość wody skroplonej odpowiada ilości wilgoci usuwanej z izolacji.

Powstają dwa pytania: a) czy jest możliwe, aby w skraplaczu przed pompą próżniową skraplała się nie wszystka wilgoć usuwana z izolacji; b) czy jest możliwe, aby w skraplaczu przed pompą próżniową skraplała się wilgoć z powietrza wchodzącego do wnętrza skrzyni transformatora.

Odpowiedź na pierwsze pytanie jest oczywista: w przypadku, kiedy ciśnienie w układzie próżniowym jest niższe niż ciśnienie nasyconej pary wodnej przy danej temperaturze skraplacza, skraplacz przed pompą próżniową przestaje działać; natomiast odpowiedź na drugie pytanie budzi wątpliwości.

Przypuśćmy, że do suszarni próżniowej przedostaje się powietrze o ciśnieniu 760 mm Hg, temperaturze 20°C i wilgotności względnej 90%. Przy założeniu, że transformator jest zupełnie suchy powietrze to przedostaje się do skraplacza bez zmiany zawartości pary wodnej. Parametry powietrza w skraplaczu uzależnione są od temperatury wody chłodzącej skraplacz i od ciśnienia w układzie próżniowym. Rozważmy dwie możliwości.

a) Suszenie przy niewielkiej próżni. Gdy np. ciśnienie w zbiorniku wynosi 600 mm Hg, a temperatura wody chłodzącej w skraplaczu 4°C, to parametry wpuszczonego do skrzyni powietrza, w chwili przechodzenia przez skraplacz, będą wynosiły: ciśnienie 600 mm Hg, temperatura 4°C, wilgotność 100%, przy czym na każdy kilogram wpuszczanego powietrza w skraplaczu wydzieli się ok. 7 g wody.

b) Suszenie przy dużej próżni. Gdy np. ciśnienie w zbiorniku wynosi 50 mm Hg, a temperatura wody

chłodzącej skraplacz 4°C, to parametry wpuszczanego powietrza będą w chwili przechodzenia przez skraplacz wynosiły: ciśnienie 50 mm Hg, temperatura 4°C, wilgotność 17%, przy czym woda w skraplaczu nie wydzieli się.

Jak wynika z powyższego, wydzielanie się w skraplaczu pary wodnej zawartej w powietrzu wpuszczanym do zbiornika próżniowego jest prawdopodobne jedynie w przypadku jednoczesnego spełnienia następujących warunków:

1) suszenie transformatora odbywa się przy zewnętrznej atmosferze ciepłej i wilgotnej — co zwykle bywa w lecie;

2) temperatura wody chłodzącej skraplacz jest dużo niższa od temperatury otaczającego powietrza;

3) suszenie odbywa się przy niewielkiej próżni — rzędu 100 ÷ 300 mm Hg;

Jednoczesne spełnienie tych warunków jest prawdopodobne jedynie w warunkach eksploatacji, gdy z powodu niskiej szczelności urządzenia próżniowego oraz małej wydajności pomp próżniowych nie da się uzyskać wyższej próżni niż 100 ÷ 300 mm Hg.

Rozważania powyższe mają duże znaczenie dla określenia końca procesu suszenia transformatora na podstawie zaprzestania wydzielania się kondensatu. W przypadku bowiem suszenia przy niskiej próżni może się zdarzyć, że wydzielanie wody w ogóle nie ustanie pomimo wysuszenia uzwojeń transformatora, gdyż w skraplaczu będzie się zbierała woda pochodząca z powietrza zasysanego do wnętrza suszarni.

4. Przygotowanie oleju i nasycanie uzwojeń.

Z oleju przeznaczonego do napełniania transformatora należy usunąć wilgoć i powietrze. Usunięcie wilgoci odbywa się przez odwirowanie oraz przefiltrowanie, usunięcie powietrza i resztek wilgoci — najlepiej przez rozpylenie oleju w próżni.

Gorący olej należy wpuszczać do transformatora od dołu skrzyni, powoli, w próżni.

Po napełnieniu transformatora olejem należy utrzymywać nad powierzchnią oleju próżnię przez pewien okres czasu dla usunięcia resztek powietrza. Czas trwania nasycania uzależniony jest od sposobu izolowania transformatora i waha się w granicach od kilku godzin do jednej doby.

Jeżeli istnieje konieczność wyjęcia transformatora z oleju do rewizji, należy po ponownym zmontowaniu transformatora powtórzyć czynność napełniania i nasycania jak wyżej. Należy jednak zmierzyć oporność izolacji lub inny wskaźnik obecności wilgoci dla ustalenia, czy nie nastąpiło zawilgocenie uzwojeń.

5. Prawidłowy proces technologiczny.

Kolejność czynności przy suszeniu próżniowym jest uzależniona od wykonania izolacji uzwojeń i od będących do dyspozycji urządzeń do nasycania.

Kolejność czynności może być stosunkowo łatwo opracowana na podstawie opisanych powyżej rozważań. Należy tylko pamiętać:

1) że nagrzewanie wilgotnego transformatora winno odbywać się przy ciśnieniu atmosferycznym;

2) że próżnię należy stosować dopiero po ustaleniu się temperatur, przy czym należy ją wolno powiększać;

3) że suszenie właściwe może się odbywać w sposób normalny i przyspieszony;

4) że o końcu suszenia należy wnioskować na podstawie wskaźników izolacji i ukończenia wydzielania się wody w skraplaczu;

5) że transformator należy napełniać w próżni olejem gorącym odpowiednio przygotowanym.

Suszenie w próżni może być poprzedzone suszeniem w suszarni o ciśnieniu atmosferycznym; metoda ta daje pewne skrócenie czasu suszenia, gdy nie ma do dyspozycji pomp próżniowych o dużej wydajności.

Zaleca się podzielenie suszenia w próżni na dwa etapy: suszenie transformatora bez skrzyni w suszarni próżniowej oraz suszenie transformatora umieszczonego we własnej skrzyni przy wyzyskaniu suszarni próżniowej w charakterze naczynia próżniowego. Między pierwszym i drugim suszeniem odbywa się rewizja transformatora i dociśnięcie śrub. Ostateczne suszenie połączone jest w jeden cykl z napełnianiem i nasycaniem, przy czym po napełnieniu transformatora olejem rdzenia transformatorowego już nie wyjmuje się ze skrzyni. Pierwsze suszenie może być wykonane w suszarni o ciśnieniu atmosferycznym.

Wyjmowanie transformatora z oleju jest ze wszech miar niepożądane; należy traktować tę czynność za zło konieczne i stosować jedynie w przypadku, kiedy dokręcenie śrub i montaż przełącznika zaczepów w okresie wcześniejszym są niemożliwe.

6. Zakończenie.

Suszenie próżniowe wymaga kosztownych i licznych urządzeń. W niniejszym artykule podano pokrótce wymagania dla tych urządzeń, ograniczając się do najważniejszych parametrów, jak temperatura, próżnia, szczelność, wydajność pomp. Omówiono zasadę skróconych metod suszenia oraz zagadnienie kondensacji pary wodnej w skraplaczu. Przedstawiono wymagania dla prawidłowego procesu suszenia i nasycania. Zagadnienia te rozważano w stosunku do suszenia i nasycania całkowicie zmontowanych transformatorów na najwyższe napięcie, aczkolwiek dotyczą one częściowo również nasycania i suszenia samych uzwojeń metodą próżniową. Nie omówiono natomiast nasycania uzwojeń lakierami izolacyjnymi, które jest szeroko stosowane za granicą, a w kraju nie znalazło jeszcze rozpowszechnienia.

LITERATURA

W d o w i n B. E. O skorosti suszki transformatorow pod wakuumom (Elektr. Stancji, 1952, 4, 34)

F i n d i e l m a n J. O. Opyt suszki transformatora (Elektr. Stancji, 1952, 4, 35)

C h o m i a k o w M. B. K woprosu o suszkie transformatorow (Elektr. Stancji, 1952, 4, 36)

P u c l i n A. M., J u r o w s k i G. Sz. O suszkie transformatorow pod wakuumom (Elektr. Stancji, 1952, 4, 38)

L e g e z o J. T. Bezwakuumnaja suszka transformatorow w sobstwiennom bakie biez masła (Elektr. Stancji, 1948, 9)

B u r c e w Ju. F. i S z e l e n i e s t j e w G. M. Suszka siłowych transformatorow s uskorienjem procesa wnutrienniej diffuzji (Elektr. Stancji, 1949, 7, 30)

Z u b k o w G. A. Opyt montaża, naładki i ekspłoatacji stacjonarnoj masłowarki (Elektr. Stancji, 1938, 6, 32)

Ł u r j e M. Ju. Suszilnoje dieło, GEI, 1948.

XXXIII

MGR INŻ. BOLESŁAW DRYŚ
MGR INŻ. ZBIGNIEW SICIŃSKI
Zakład Materiałoznawstwa Inst. Elektr.

Gospodarka olejami transformatorowymi

621·315.615.2.002.614

Treść. Aktualne zagadnienia związane z pracą obecnych olejów transformatorowych. Oleje syntetyczne i niepalne. Niektóre metody kontroli i badania olejów.

Хозяйничание трансформаторными маслами. Нынешние проблемы связанные с применением трансформаторных масел. Синтетические и невоспламеняющиеся масла. Некоторые методы контроля и исследования масел.

Transformer oil management. Topical problems concerning the work of transformer oils in current use. Synthetic and non-inflammable oils. Certain methods of oil control and testing.

1. Produkcja i eksploatacja mineralnych olejów transformatorowych.

Praca niniejsza opiera się na dezyderatach i doświadczeniu eksploatacyjnym Ministerstwa Energetyki, na pracach Zakładu Materiałoznawstwa Elektrycznego Instytutu Elektrotechniki, a w sprawach stabilizacji olejów transformatorowych również Zakładu Technologii Nafty Instytutu Naftowego i tematem swym odpowiada planowi badań naukowych PAN szczególnie ważnych dla rozwoju gospodarki w dziedzinie elektrotechniki.

Zagadnienie olejów transformatorowych można rozpatrywać z punktu widzenia zarówno bezpieczeństwa i pewności ich pracy w transformatorze, jak i oszczędności w zużyciu produktów naftowych. Używane w kraju oleje transformatorowe są wyłącznie produktami przeróbki ropy naftowej, surowca wybitnie deficytowego. Trzeba jednak wyraźnie za-

znaczyć, że skala zapotrzebowania olejów transformatorowych w stosunku do zużycia innych produktów naftowych jest mała i dotychczas nie ma niedoboru tych olejów na rynku krajowym. Nie zwalnia to nas jednak z obowiązku oszczędnego gospodarowania olejami.

Ważniejszym problemem jest pewność pracy transformatora i większa część prac poświęconych zagadnieniom eksploatacyjnym tego dotyczy.

Ogólna ilość oleju transformatorowego będącego w eksploatacji w kraju wynosi około 32 000 ton, z tego w energetyce zawodowej połowa, a reszta w energetyce przemysłowej. Czas eksploatacji, tj. czas pracy oleju jest zależny od warunków pracy transformatora i własności oleju: dla jednostek dużej mocy i na wysokie napięcia wynosi 4 — 8 lat, w transformatorach mniejszych nie przeciążonych około 10 lat. Dane te są orientacyjne i dotyczą tylko olejów będących w dyspozycji Ministerstwa Energetyki. Należy jeszcze uwzględnić, że olejami nie nadającymi się już do pracy w jednostkach pierwszej klasy (w ujęciu normy PNE-24000) napełnione są niejednokrotnie jednostki II klasy, co zwiększa czas pracy olejów. Liczby te są trudne do ustalania jeszcze z tego powodu, że w całym szeregu transformatorów olej wymieniano w pierwszych latach powojennych, daty tego napełnienia nie zostały jednak zanotowane, stąd dość duża liczba transformatorów z olejem nadającym się do dalszej eksploatacji, dla którego jednak brak danych o czasie jego pracy. Natomiast w większości transformatorów o znanej dacie zalania ich nowym olejem olej ten pracuje jeszcze zbyt krótko, aby można było wysunąć wnioski, jak długo będzie jeszcze przydatny.

Opierając się na powyższych orientacyjnych danych, roczne zapotrzebowanie oleju nowego można określić na ~ 3000 ton. Duża część z tej ilości powraca jako surowiec do powtórnej przeróbki czyli regeneracji.

Oleje transformatorowe są produkowane w kraju z rop naftowych własnych i importowanych. Oznacza to, że surowiec wyjściowy jest stale inny i — mimo stosowania stale identycznej technologii produkcji — produkty końcowe muszą się różnić między sobą.

Mimo tej dodatkowej trudności należy stwierdzić, że oleje transformatorowe krajowej produkcji są dobre i produkcja jest wystarczająco jednolita. W kraju produkuje się oleje w dwu rafineriach; należałoby przedyskutować konieczność i celowość takiego stanu rzeczy. Przy stosunkowo małym zapotrzebowaniu oleju transformatorowego jedna rafineria mogłaby pokryć całość zapotrzebowania, a wówczas jednolitość produkcji byłaby lepsza i — co za tym idzie — eksploatacja (przewidywania eksploatacyjne) byłaby bardziej uproszczona. Norma PN/C-96058 przewiduje dwa typy olejów różniące się temperaturą krzepnięcia (typ A — 5^0C, typ B — 35^0). Przy ewentualnej konieczności produkcji olejów w dwu miejscach byłoby celowe, aby każdy z tych typów olejów był produkowany przez inną rafinerię.

Zestarzony olej powinien w większości wracać do wytwórcy do powtórnej przeróbki. Więksi użytkownicy, np. zarządy energetyczne, przeprowadzają we własnym zakresie oczyszczanie takiego oleju i w rezultacie otrzymuje się tzw. olej regenerowany o własnościach wyjściowych nieco gorszych od normalnego nowego oleju. Olej taki jest jednak chemicznie mniej stabilny od nowego, czas pracy jego w transformatorze jest krótszy, jest to więc nowy gatunek oleju.

Regeneracja chemiczna przeprowadzana we własnym zakresie jest bezsprzecznie dla użytkownika opłacalna, jest tańsza od kosztów zakupu nowego oleju. Opłacalność jej w sensie ogólnokrajowym jest jednak problematyczna, gdyż taka regeneracja odbywa się w nieekonomicznych małych urządzeniach i daje w rezultacie gorszy produkt.

Zagadnienie to należałoby poddać dyskusji, gdyż wydaje się, że polega ono na niewłaściwie pojętej oszczędności.

Pogorszenie się własności pracującego oleju transformatorowego może być spowodowane domieszkami, pochodzącymi z zewnątrz transformatora oraz wytwarzającymi się na skutek starzenia. W transformatorach nowych istnieje możliwość zanieczyszczenia oleju substancjami wypłukiwanymi np. z materiałów stosowanych w konstrukcji transformatorów. Wypadki te są sporadyczne i spowodowane są złą technologią produkcji transformatorów lub nieodpowiednim doborem materiałów. Do tego typu przypadków należy zanieczyszczenie olejów siarką elementarną, wypłukaną z kitu w izolatorach przepustowych transformatorów [24].

Zanieczyszczenia pochodzenia zewnętrznego mogą dostać się razem z olejem przy zalewaniu transformatora, szczególnie małych jednostek, kiedy użytkownik nie wie o konieczności oczyszczenia zakupionego oleju.

Olej badany w zetknięciu z otaczającą atmosferą zawsze zawilgaca się. Najprostszym sposobem zabezpieczenia go od tego, sposobem, który można zastosować przy każdym transformatorze bez konieczności zmian jego konstrukcji, jest osuszanie powietrza stykającego się z olejem. Stosuje się w tym przypadku filtry ze stałymi substancjami higroskopijnymi, jak chlorek wapnia, silikagel, a nawet ziemie odbarwiające. Należy zwrócić uwagę na to, że niektóre z tych substancji mogą stanowić groźne zanieczyszczenia oleju jak np. chlorek wapnia; z tego powodu należałoby stosować filtry z sorbentami, które nie są w tym przypadku niebezpieczne. Najlepszy jest, jak się wydaje, sylikagel tym bardziej, że jest on bardzo łatwy do odwodnienia przez zwykłe wyprażenie i do magazynowania nie wymaga żadnych zabezpieczeń. Podobne własności ma ziemia odbarwiająca (granulowana). Stosowanie osuszaczy wymaga ich okresowej kontroli (wymiany lub wyprażenia).

Nieuniknionym następstwem pracy oleju jest jego starzenie. Analizując przyczyny starzenia należy stwierdzić, że decydującą rolę odgrywa tu tlen. Doświadczenie własne i dane z literatury [1] dowodzą, że olej mineralny nie ulega zmianom w atmosferze beztlenowej, naturalnie nie uwzględniając pirogenicznego rozkładu. Przy zmianach obciążenia transformatora i połączonych z tym zmianach temperatury olej zmienia swoją objętość zasysając każdorazowo powietrze do konserwatora. Dla kompensowania zmian objętości oleju należałoby stosować — zamiast konserwatora lub przy nim — elastyczne butle z gazem obojętnym np. z azotem. Stosowanie takich butli nawet z powietrzem jest celowe, gdyż niewspółmiernie mała w stosunku do oleju ilość zamkniętego w butli tlenu jest praktycznie bez znaczenia. Powyższe urządzenia można zastosować sposobem gospodarczym przy każdym typie transformatora — po zaprojektowaniu i wykonaniu elastycznych zbiorników — z plastyków niewrażliwych na olej, jak np. igielit lub tiokol.

Ilość pochłanianego tlenu z powietrza jest proporcjonalna do ich powierzchni styku. Umieszczenie wewnątrz konserwatora metalowego pływaka, pokrywającego prawie całą powierzchnię oleju i przesuwającego się swobodnie — przy zmianie poziomu — wzdłuż pionowej obudowy, zapewni małą powierzchnię stykania się fazy ciekłej i gazowej. Konieczny jest jednak przy tym odpowiedni kształt konserwatora.

Przebieg zmian własności oleju w czasie pracy nie jest prostoliniowy. W początkowej fazie starzenia zmiany są nieznaczne, dopiero po pewnym czasie pogarszanie się własności następuje stosunkowo szybko. Początek szybko zachodzących zmian nosi nazwę punktu indukcji. Czas indukcji jest zależny od zawartości w oleju związków chemicznych przeciwdziałających starzeniu się oleju, nazwanych stabilizatorami lub inhibitorami starzenia. Oleje normalnie rafinowane zawierają naturalne stabilizatory, toteż rafinacja nie może być prowadzona zbyt głęboko, aby inhibitory nie uległy zniszczeniu. Opierając się na powyższym spostrzeżeniu stosuje się małe dodatki substancji, które w zasadzie nie psując własności oleju powodują przesunięcie w czasie punktu indukcji. Jakość i ilość dodatków jest zależna od późniejszej pracy, gatunku, głębokości rafinacji oleju; z tego powodu nie można ustalić inhibitora bez znajomości własności oleju; najlepiej w tym przypadku mówić nie o stabilizatorach, lecz o olejach stabilizowanych.

Stosowanie olejów stabilizowanych ma duże zalety, ale również i wady. Ponieważ zagadnienie jest u nas dopiero rozwiązywane, należy sobie zdać jasno sprawę z trudności i kłopotów z tym związanych. Oleje stabilizowane różnymi inhibitorami, jak prawdopodobnie również i olej niestabilizowany normalnie rafinowany, nie mogą być ze sobą mieszane. Wymaga to posiadania zapasu oleju do dopełniania transformatora; urządzenia służące do transportu, filtrowania czy napełniania muszą być każdorazowo przepłukiwane; magazynowanie kilku gatunków olejów, służących do tego samego celu i nie różniących się wyglądem, stwarza możliwość pomyłek.

W literaturze zagranicznej zagadnienie inhibitorów jest często omawiane, jednak metody stabilizacji są najczęściej tajemnicami fabrycznymi firm produkcyjnych, które sprzedają olej razem z transformatorami, i w razie konieczności dopełnienia olej musi być wymieniony.

Zakład Materiałoznawstwa Elektrycznego Instytutu Elektrotechniki zajmuje się tym zagadnieniem wspólnie z Zakładem Technologii Nafty Instytutu Naftowego. Ponieważ po-

przednio nikt w kraju tym nie zajmował się, nie mamy żadnego doświadczenia własnego. Wysunęły się od razu dwa problemy; pierwszy z nich to wybór odpowiednich inhibitorów, a drugi to metody oceny przygotowanych olejów stabilizowanych, przy czym drugi problem musiał był wpierw rozwiązany. Wiadomo, że normalnie stosowane laboratoryjne metody, na których podstawie ocenia się odporności na starzenie olejów przy badaniu olejów stabilizowanych, zawodzą. Powodem tego może być np. to, że dodatki stabilizujące są nietrwałe przy parametrach starzenia laboratoryjnego (główną rolę odgrywa tutaj temperatura), lub kierunek ich działania jest zależny od tych parametrów. W badaniach laboratoryjnych stosuje się jedynie metodę mierzenia szybkości pochłaniania tlenu przez olej w ściśle sprecyzowanych warunkach [2], nie można jednak tylko na podstawie wyników tych badań wnioskować o własnościach stabilizacyjnych poszczególnych dodatków. Pozostaje więc tylko obserwacja olejów stabilizowanych pracujących w skrajnie niekorzystnych warunkach eksploatacyjnych. Badania w ten sposób prowadzone muszą trwać miesiącami dla każdej serii doświadczeń. Otrzymywane wyniki mogą być rozpatrywane tylko w stosunku do wyników uzyskanych przy olejach niestabilizowanych starzonych w dokładnie tych samych warunkach. Stworzenie identycznych warunków, nawet dla kilku jednakowych transformatorów, jest praktycznie trudne do rozwiązania i prawie niemożliwe przy obecnych możliwościach naszych instytutów. Nie można do tych celów użyć eksploatacyjnych transformatorów, gdyż żadna z podstacji energetyki nie ma zestawu jednakowych jednostek, a gdyby się nawet znalazły, nie może być mowy o jednakowym ich obciążeniu. Przeciętna różnica temperatur pracy olejów wynosząca 5^0C powoduje różnice w wynikach starzenia co najmniej 100%.

Ponieważ Ministerstwo Energetyki nie dysponowało małymi transformatorami napięciowymi, Instytut Elektrotechniki zmontował we Wrocławiu zestaw kilkunastu przekładników napięciowych 15000 V/110 V dla przeprowadzenia prób starzenia olejów stabilizowanych. Przekładniki te wypożyczone przez Zakłady Wytwórcze Aparatów Wysokiego Napięcia pracują już od kilku miesięcy w następujących warunkach: napięcie około 10 kV, temperatura około 80^0C, jednak w poszczególnych jednostkach w granicach 2^0C; regulację temperatury osiąga się stosowaniem otuliny zewnętrznej. Z dotychczasowych doświadczeń można wnioskować, że czas potrzebny do oceny oleju wynosi od 6 do 12 miesięcy.

W pierwszej serii stosowano jako inhibitory proste związki organiczne dla zebrania spostrzeżeń i doświadczenia oraz dla skontrolowania pracy skompletowanego zestawu. W starzonych olejach badano w okresach miesięcznych: liczbę kwasową, liczbę smołową, zawartość asfaltów twardych, współczynnik ekstynkcji (pochłanianie światła), pH wyciągu wodnego, wytrzymałość dielektryczną, współczynnik stratności dielektrycznej w funkcji temperatury i częstotliwości oraz sporadycznie napięcie powierzchniowe. Zebrany materiał doświadczalny, aczkolwiek niewątpliwie obarczony — jak zawsze przy pierwszych próbach — dużymi błędami, może stanowić podstawę do wyciągania konkretnych wniosków w sprawach nie tylko stabilizacji, ale przede wszystkim doboru metod oceny jakości olejów [27].

Jak wynika z powyższych uwag, rozwiązanie zagadnienia stabilizacji olejów transformatorowych w kraju nie jest rychłe i nie należy przeceniać jego znaczenia. Nawet po jego pomyślnym rozwiązaniu w początkowych latach będzie ono przysparzało więcej kłopotów niż korzyści i wywoła duże opory u użytkowników.

Omawiane dotychczas zagadnienia dotyczyły profilaktycznych metod zabezpieczania olejów transformatorowych przed skutkami jego starzenia. Metody te przedłużają niejednokrotnie znacznie czas pracy, jednak każdy olej w końcu pogarsza swoje własności i musi być oczyszczony lub wymieniony.

Metodami pozwalającymi oczyścić olej bez potrzeby spuszczania go z kadzi transformatora są: regeneracja obiegowa periodyczna przy pomocy mineralnych sorbentów i regeneracja obiegowa ciągła tymi samymi sorbentami. Powyższe metody oparte są na zjawisku adsorbowania z roztworu, na powierzchni ciała stałego, rozpuszczonych substancji o drobinie większej i bardziej polarnej od drobiny rozpuszczalnika. Ilość zaadsorbowanej substancji jest proporcjonalna do powierzchni adsorbenta, z tego powodu używa się do tych celów sylikagelu, ziem odbarwiających itp. Zestarzony olej można traktować jako roztwór, w którym rozpuszczalnikiem są węglowodory, a ciałem rozpuszczonym produkty ich starzenia mające dużą i polarną drobinę. W takim ujęciu jasna jest zasada, na której olej może być tymi metodami regenerowany. Rynek krajowy nie dysponuje sylikagelem, który wydaje się najlepszym adsorbentem do tych celów, posiadamy natomiast krajową ziemię odbarwiającą przerabianą w elektrowni w Łaziskach Górnych. Ziemia odbarwiająca do regeneracji obiegowej powinna być w postaci granulek o średnicy około 5 mm.

W Instytucie Elektrotechniki zastosowano metodę granulacji ziemi polegającą na przetłaczaniu w prasach ślimakowych zarobionej z wodą ziemi przez otwory odpowiednich kształtów i następne jej suszenie i prażenie. Granulację ziemi — na podstawie wytycznych dostarczonych przez IEl/TMZ — może przeprowadzić każdy zakład ceramiczny dysponujący odpowiednią prasą (ceglarką). Granulacja jednak może być wykonana tylko na podstawie formalnego zlecenia użytkownika, w tym przypadku Ministerstwa Energetyki. Ponieważ zużycie granulowanej ziemi odbarwiającej może być dość duże przy projektowanym przez ME jej zastosowaniu, wydaje się rzeczą celową, aby Łaziska Górne zainstalowały u siebie odpowiednie urządzenia do jej granulacji (ceglarka i piec).

Przy metodzie periodycznej regeneracji obiegowej używa się wysokich przewoźnych zbiorników z granulowanym sorbentem, przez który przetłacza się olej przy pomocy pompy (przepływ wymuszony) wprost z kadzi transformatora. W obieg krążącego oleju włączona jest prasa filtracyjna zatrzymująca ewentualną zawiesinę sorbenta.

Projekt całego urządzenia powinno wykonać Biuro Konstrukcyjne Maszyn Elektrycznych na zlecenie użytkownika.

Zagadnienie periodycznej regeneracji obiegowej było omawiane na ostatnim posiedzeniu MKWSE [3, 4].

Regeneracja obiegowa ciągła służy do bieżącego oczyszczania oleju w czasie jego pracy w transformatorze. Chłodzenie transformatora przebiega dzięki temu, że wytwarza się w czasie jego pracy termiczne krążenie oleju chłodzącego się w radiatorach. Jeżeli równolegle do radiatora umieści się zbiorniki z granulowanym sorbentem, to przepływający przez nie olej będzie bieżąco oczyszczany. Metoda ta ma szereg zalet: nie powoduje konieczności przestoju transformatora, nie wymaga obsługi, przystosowanie transformatora jest prawie zawsze możliwe. Pewną trudnością jest konieczność uwzględniania możliwości przyłączenia urządzenia regeneracyjnego do każdego typu i wielkości transformatora. Uniemożliwia to stosowanie centralnie zaprojektowanych typowych regeneratorów. Należy wpłynąć na biura konstrukcyjne, projektujące nowe transformatory, aby uwzględniono celowość zaopatrywania kadzi w króćce o wymiarach znormalizowanych, umieszczone w określonej od siebie odległości, dla przyłączania zbiorników z sorbentem do regeneracji ciągłej lub nawet periodycznej.

Zakład Materiałoznawstwa Elektrycznego IEl opracował, opierając się na wzorach zagranicznych, regenerację ciągłą, jednak przy zastosowaniu krajowej ziemi odbarwiającej. W ramach wykonywanej pracy zgranulowano na urządzeniu technicznym 150 kg ziemi odbarwiającej, zaprojektowano i wykonano prototyp zbiornika regeneracyjnego przy dużym transformatorze oraz przeprowadzono pomyślnie próby regeneracji w okresie rocznym. Wyniki ujęte są w sprawozdaniu z pracy [5] oraz podane w lipcu 1954 do druku w Pracach Instytutu Elektrotechniki [6].

Zainstalowane urządzenie oddane do użytku znajduje się we Wrocławiu na terenie ZEODś, który miał w dalszym ciągu kontynuować doświadczenia. Z powodu trudności zaopatrzeniowych i warsztatowych żadna z koniecznych czynności (przygotowanie ziemi) nie została wykonana, choć nie wymagają one dużego nakładu pracy.

Dużą zaletą regeneracji obiegowej, której nie mają poprzednio opisane metody, jest to, że z oleju usuwa się wodę, która może pochodzić nie tylko z otaczającej atmosfery, ale tworzy się również przy normalnym starzeniu [1].

Prawie wszystkie poruszane metody są opłacalne i celowe tylko przy dużych jednostkach. Główną trudnością przy ich stosowaniu jest konieczność przystosowywania już pracujących transformatorów. Trudność ta jest poważna, jeżeli uwzględni się dużą liczbę typów transformatorów będących u nas w eksploatacji. Z tego powodu użytkownik transformatorów, w tym przypadku Ministerstwo Energetyki, powinien wymagać od producenta dostarczania jednostek z urządzeniami koniecznymi do racjonalnej eksploatacji olejów.

Właściwa eksploatacja olejów, gwarantująca pewność pracy transformatora, pozwoli jednocześnie — mimo zwiększenia w najbliższej przyszłości ogólnej ilości pracującego oleju — na zachowanie obecnego jego zapotrzebowania.

Z analizy poruszonych wyżej problemów wynika, że powinny być w najbliższym czasie opracowywane następujące zagadnienia:

1) Zabezpieczenie oleju przed szkodliwym wpływem powietrza i wilgoci atmosferycznej: a) przez zaopatrzenie transformatorów w odwilżacze, b) przez zastosowanie przy konserwatorze elastycznej poduszki z gazem obojętnym, c) przez zmniejszenie wolnej powierzchni styku oleju z powietrzem (umieszczenie w konserwatorze pływaka).

2) Wykonanie urządzenia do okresowej regeneracji obiegowej i ewentualnie przystosowanie do niej istniejących transformatorów.

3) Rozpowszechnienie ciągłej regeneracji obiegowej.

4) Zapewnienie odpowiedniej ilości krajowego granulowanego sorbentu do regeneracji obiegowej.

5) Wykorzystanie możliwości konstrukcyjnych przy budowie nowych transformatorów, dla zapewnienia łatwej realizacji prac wymienionych w punktach 1), 2) i 3).

2. Syntetyczne oleje transformatorowe.

Syntetyczne oleje izolacyjne powstałe przez chlorowanie dwufenylu w fazie ciekłej —w obecności odpowiednio dobranych katalizatorów — w zależności od stopnia schlorowania dzielą się na szereg izomerów. Dwa z nich znalazły zastosowanie w przemyśle elektrotechnicznym: pięciochlorodwufenyl jako syciwo kondensatorowe oraz sześcio- (wg innych danych trój-) chlorodwufenyl w mieszaninie z trójchlorobenzenem jako syntetyczny olej transformatorowy. Dodatek trójchlorobenzenu ma na celu obniżenie dużej stosunkowo lepkości chlorodwufenylu do wartości koniecznych dla dobrego chłodzenia transformatorów.

Za granicą oba zastosowania olejów syntetycznych rozpowszechniły się szybko i szeroko. Oleje te są znane zazwyczaj pod nazwami firmowymi, przy czym olej transformatorowy w zależności od kraju nosi nazwę: sowtol (ZSRR), Clophen T64 (Niemcy), askerel względnie piranol (USA) itp.

Syntetyczne oleje transformatorowe mają szereg zalet, z których najbardziej typowe — niepalność oraz niewybuchowość gazów powstałych przy ich rozkładzie w atmosferze łuku — wyznaczają najważniejszy zakres ich stosowania: górnictwo, metro oraz fabryki materiałów łatwopalnych i wybuchowych. Na tle nie tylko łatwopalności olejów mineralnych, ale przede wszystkim wybuchowości mieszaniny powietrza i gazowych produktów rozkładu węglowodorów powstałych w atmosferze łuku elektrycznego, zalety olejów syntetycznych występują szczególnie wyraźnie. Tabl. I ujmuje te zalety cyfrowo [8].

Jednakże zawartość znacznych ilości chlorowodoru w gazach rozkładowych zmusza do stosowania środków zaradczych w formie — nabudowanego zazwyczaj na skrzyni transformatora — zbiornika z substancją pochłaniającą HCl, przeważnie z ługiem sodowym. Z tego również powodu niedopuszczalne jest stosowanie olejów syntetycznych do wyłączników olejowych. Duża stosunkowo prężność i szkodliwość dla zdrowia pary olejów syntetycznych powoduje konieczność hermetycznej budowy transformatorów. Brak konserwatorów oleju wymaga chronienia transformatorów przed nadmiernym wzrostem ciśnienia oleju zazwyczaj przez odpowiednie urządzenia membranowe [12].

Drugą, niemniej ważną zaletą syntetycznego oleju transformatorowego jest jego bardzo duża stabilność chemiczna. Właściwość względnie łatwego utleniania się olejów mineralnych sprawia użytkownikom tych olejów wiele kłopotów. Przez zastosowanie olejów syntetycznych kłopotów tych unika się całkowicie. Oleje te nawet w wyjątkowo niekorzystnych warunkach nie utleniają się. Próby laboratoryjnego starzenia ich [8] w naczyniu zamkniętym, w obecności tlenu pod ciśnieniem ok. 18 at przy temperaturze 140°C dały po 42 godzinach wynik całkowicie dodatni: olej pozostał przejrzysty, odczyn wyciągu wodnego pozostał obojętny, wolne chlorki nie wystąpiły. Niemniej jednak olej ten musi być okresowo kontrolowany ze względu na higroskopijność, która obniża wytrzymałość dielektryczną, oraz ze względu na rozpuszczalność związków organicznych (jak lakiery, emalie itp.), która powoduje konieczność specjalnego doboru współpracujących z olejem syntetycznym materiałów izolacyjnych. Stosunkowo najmniej wrażliwe są lakiery gliftalowe, bakielitowe oraz włókno szklane. Dodatkową ważną właściwością olejów syntetycznych jest znacznie większa równomierność ich własności zarówno w jednej partii, jak i między różnymi partiami, przy stosowaniu odpowiednio czystych surowców oraz ścisłym dotrzymywaniu technologii produkcji. Na tle bardzo zmiennych własności olejów mineralnych, nawet tego samego w zasadzie pochodzenia, stanowi to poważną zaletę olejów syntetycznych.

Tablica I. Skład procentowy gazów powstających wskutek rozkładu oleju w atmosferze łuku elektrycznego

Olej transformatorowy	H	O_2	N	C	HCl	CO	CO_2	Lotne węglowodory
Mineralny	60	2	9	—	—	3	—	26
Syntetyczny	—	0,25	2	—	97	0,25	—	0,50

Duża wartość przenikalności dielektrycznej (ε_s) olejów syntetycznych, równa ok. 5, a co ważniejsze bardzo zbliżona do przenikalności dielektrycznej celulozy (ε_c ok. 5,6) jest w porównaniu z niską wartością dla olejów mineralnych (ε_m ok. 2,2) również zaletą. Dzięki bardzo małej różnicy wartości przenikalności dielektrycznej celulozy — składnika stałego materiałów włóknistych i oleju, jako syciwa, rozkład naprężeń dielektrycznych jest znacznie równomierniejszy niż w przypadku oleju mineralnego. Dopuszczalne naprężenia dielektryku mogą być wyższe, a zatem materiał izolacyjny może być lepiej wykorzystany. Wyższe naprężenia w dielektryku nasyconym olejem syntetycznym znajdują przeciwwagę w jego wyższej wytrzymałości dielektrycznej. Różnica wartości rzędu 20% dla oleju świeżego pogłębia się wyraźnie z biegiem czasu eksploatacji na niekorzyść oleju mineralnego. Jest to spowodowane spadkiem wytrzymałości oleju mineralnego wskutek związanego ze starzeniem się utlenienia i zawilgocenia. Wytrzymałość oleju syntetycznego pozostaje — praktycznie biorąc — przez cały czas eksploatacji stała.

Przenikalność dielektryczna olejów syntetycznych — prawie równa przenikalności celulozy — ma również zaletę ruchową: mniejsze tendencje do tworzenia się w oleju mostków przewodzących. Zaleta ta występuje tym wyraźniej, że oleje syntetyczne starzejąc się wody nie wydzielają. Woda zaś atmosferyczna skrapla się na ich powierzchni nie przenikając w głąb transformatora dzięki dużo mniejszemu ciężarowi właściwemu, a więc nie zwilża pływających w oleju włókienek izolacji papierowej czy tekstylnej.

Własności oleju syntetycznego ważne dla chłodzenia transformatora, jak przewodność cieplna, lepkość oraz temperatura krzepnięcia, są prawie takie same jak olejów mineralnych.

Zalety muszą zawsze być okupione wadami. Dla olejów syntetycznych należą do nich: szkodliwe działanie na organizm ludzki, wysoka cena, duży ciężar właściwy oraz silny wpływ zanieczyszczeń na własności dielektryczne. Pierwsza z tych wad związana jest z obecnością chloru, który — aczkolwiek związany, w procesach nasycania izolacji włóknistej przy podwyższonej temperaturze — jest w postaci par oleju szczególnie szkodliwy dla zdrowia, gdyż atakuje skórę, w znacznie mniejszym stopniu drogi oddechowe. Przy stosowaniu jednak odpowiednich środków zapobiegawczych, jak wyciągi wentylacyjne, maście ochronne, częste zmiany odzieży ochronnej i bielizny, używanie mydła przetłuszczonego, bezwzględny zakaz jedzenia w czasie pracy oraz zakaz zatrudniania pracowników o jasnej cerze (brak pigmentów osłabia odporność skóry), procesy produkcyjne mogą być przeprowadzone bez szkody dla zdrowia.

Wysoka cena ma charakter wady raczej ekonomicznej i okupuje, oczywiście, zalety eksploatacyjne tego syciwa. Jest ona częściowo kompensowana, poza dłuższym okresem pracy, przez obniżenie kosztów inwestycji budowlanych koniecznych dla łatwopalnych i wybuchowych olejów mineralnych, zbędnych zaś dla olejów syntetycznych. Za granicą okoliczność ta jest silnie wykorzystywana i powoduje szersze stosowanie tych olejów.

Wyższy koszt oleju syntetycznego jest również przyczyną zmian konstrukcji transformatorów nim wypełnionych, zmian idących w kierunku obniżenia — przeciętnie o 30—50% — ilości oleju oraz dopuszczenia znacznie wyższych temperatur roboczych. B. P. Burianow [9] podaje, że dopuszczalne są nagrzania do 150°C. Wydaje się to mało prawdopodobne, gdyż powyżej 135°C następuje pyroliza celulozy, podstawowego materiału włóknistego w izolacji transformatora. Niemniej jednak przy olejach syntetycznych temperatura robocza transformatorów może na pewno być podwyższona co najmniej do

Tablica II. Stratność dielektryczna olejów syntetycznych przy 50 Hz

Temperatura w °C	Próbka produkcji ITS/IEl	Dane z literatury radzieckiej
30	0,02	0,002 — 0,005
60	0,13	0,004 — 0,015
90	1,00	0,010 — 0,050

105°C (wg klasyfikacji maszyn elektrycznych izolacja klasy A). W przypadku zastąpienia izolacji włóknistej celulozowej izolacją szklaną temperatura robocza mogłaby być podwyższona do 150°C, a nawet i wyżej. Oczywiście, wymagałoby to uwzględnienia zmian własności blach magnetycznych przy tej temperaturze oraz w ogóle nieco odmiennego obliczania transformatora.

Duży ciężar właściwy (ok. 1,5 g/cm³) jest czynnikiem, który musi być uwzględniony zarówno przy konstrukcji zbiorników większych jednostek transformatorowych, jak i ze względu na trudności transportowe.

Ostatnia wreszcie wada olejów syntetycznych — ich wrażliwość na zanieczyszczenia — powoduje konieczność bardzo starannej produkcji samych olejów, jak również utrudnienie procesów nasycania izolacji włóknistej.

Na zakończenie należałoby naświetlić stan zagadnienia w kraju oraz wskazać kierunki względnie etapy pracy, mającej na celu wprowadzenie tych olejów do przemysłu i energetyki krajowej.

Synteza laboratoryjna chlorowanych dwufenyli została odtworzona przez Instytut Tworzyw Syntetycznych w latach 1950 — 52. W zastosowaniu do celów kondensatorowych dały one — po kilku ulepszeniach — wynik dobry. Próbki syntetycznych olejów transformatorowych zostały przez Instytut Elektrotechniki odrzucone [10, 11] jako nie nadające się do użytku w przemyśle elektrotechnicznym z powodu przede wszystkim dużej stratności dielektrycznej (tabl. II) oraz z powodu zbyt wysokiej temperatury krzepnięcia (—15°C wobec wymaganych —35°C). Wykonane przy tej okazji badania wpływu zanieczyszczenia oleju syntetycznego (95%) olejem mineralnym (5%) potwierdziły dane z literatury, podkreślające silny wzrost stratności dielektrycznej wskutek tych zanieczyszczeń.

Po powyższych badaniach prace krajowe przerwano. ITS otrzymał inne zadania i żadna inna instytucja — mimo starań IElu — pracy tej nie podjęła. Przy końcu 1953 r. MPChem na wniosek IElu zleciło Centralnemu Zarządowi Przemysłu Syntezy Organicznej uruchomienie produkcji, która — choć stosunkowo łatwa — musi być oparta na dostatecznych zasobach surowcowych. Brak dwufenylu, który obecnie otrzymuje się tylko w formie odpadkowej, wstrzymał dalszą działalność w sprawie uruchomienia krajowej produkcji olejów syntetycznych, stan więc po 4 latach jest taki sam, jak w r. 1950: nie ma krajowej produkcji olejów syntetycznych i nikt nie zajmuje się jej przygotowaniem. Pośrednią przyczyną tego stanu rzeczy jest zbyt małe zainteresowanie się sprawą właściwego użytkownika tych olejów, tzn. górnictwa.

W tym stanie rzeczy trudno mówić o dalszych etapach pracy, lecz na miejscu będzie przypomnieć tu jej plan [10]:

1) uruchomienie produkcji dwufenylu (MPChem);

2) odtworzenie w jednym z instytutów chemicznych laboratoryjnej syntezy zasadniczych składników — chlorowanego dwufenylu i trójchlorobenzenu — oraz stwierdzenie ich przydatności do celów elektrotechnicznych;

3) opracowanie w następnej kolejności w Centr. Zarz. Przem. Syntezy Chemicznej syntezy półtechnicznej składników oleju syntetycznego oraz sprawdzenie ich przydatności dla przemysłu elektrotechnicznego;

4) równolegle z poprzednimi etapami opracowanie w CBKMEI wytycznych projektowania transformatorów [9] napełnionych olejem syntetycznym oraz przystąpienie do opracowania prototypu;

5) niezależnie od powyższych prac sprowadzenie (Ministerstwo Górnictwa) np. z ZSRR zarówno kilku jednostek transformatorowych, jak i partii zapasowego oleju syntetycznego, które mogłyby być pierwszym oparciem dla prac krajowych;

6) sprowadzenie (CZPMEI) z tego samego źródła dokumentacji na technologię nasycania uzwojeń transformatorowych olejem syntetycznym (prawdopodobnie będzie się ona bardzo mało różnić od odpowiedniej technologii dla oleju mineralnego);

7) wykonanie (CZPMEI) próbnego nasycania olejem importowanym dla zebrania doświadczenia w stosowaniu oleju krajowego;

8) wybór zakładów produkcyjnych dla olejów syntetycznych (MPChem) oraz transformatorów (CZPMEI), wyposażenie ich w odpowiednie urządzenia produkcyjne oraz uruchomienie produkcji prototypowej.

Na zakończenie należy wspomnieć o jeszcze jednym typie olejów transformatorowych, mianowicie o olejach sylikonowych. Są one materiałem niepalnym o bardzo dobrych własnościach. Ze względu na wysoką cenę zastosowanie ich nawet za granicą jest niewielkie. W kraju zagadnienie ich produkcji jest w stadium prób laboratoryjnych i w najbliższych latach nie będzie w takim stopniu rozwiązane, aby mogło odegrać rolę gospodarczą.

3. Ocena jakości olejów transformatorowych.

Pewność pracy niektórych urządzeń energetycznych — transformatory oraz turbiny parowe — jest częściowo uzależniona od jakości oleju pełniącego w transformatorze funkcje cieczy izolującej i chłodzącej, w turbinie cieczy smarującej, chłodzącej i pośrednio regulującej. Jakość olejów decyduje więc w pewnych przypadkach o pracy urządzeń energetycznych, a tym samym o dostawie energii do nieraz bardzo poważnych obiektów przemysłowych. Wymienione oleje muszą więc podlegać ścisłej kontroli.

Praca niniejsza obejmuje w zasadzie oleje transformatorowe, których jakością interesuje się zarówno przemysł elektrotechniczny, jak i — w nieco większym stopniu — energetyka. W okresie produkcji transformatora olej powinien być kontrolowany dwukrotnie. Po raz pierwszy jakość jego powinna być sprawdzona przez laboratorium fabrycznej kontroli dostaw na podstawie warunków ujętych normą na oleje świeże PN/C-96058 „Oleje izolacyjne (transformatorowe)". Ta kontrola ma charakter raczej handlowy: producent transformatorów płacąc dostawcy za olej musi mieć pewność, że otrzymał produkt dobry. Norma PNC-96058 jest zatem normą zdawczo-odbiorczą. Okres powtórnej, tym razem już końcowej, kontroli oleju transformatorowego następuje po napełnieniu nim transformatora, gdzie olej przez zetknięcie się z szeregiem materiałów bądź w nim częściowo rozpuszczalnych, bądź zanieczyszczających go mechanicznie, może obniżyć swą jakość. To badanie powinno być wykonywane przez oddział kontroli fabrycznej jako jeden z punktów ostatecznego sprawdzenia jakości produkcji. Kontrola oleju w tym okresie nie zawsze zresztą jest wykonywana. Często zarówno producent, jak i odbiorca transformatora, ograniczają się do pośredniego stwierdzenia jakości oleju drogą kontroli jego oporności oraz stratności dielektrycznej. W ostatnich latach coraz częściej stosowany jest pomiar R_{60}/R_{15} lub C_2/C_{50}. Symbole R_{60}/R_{15} oznaczają stosunek oporności izolacji zmierzonych prądem stałym po 60 oraz po 15 sekundach od chwili doprowadzenia napięcia, symbole zaś C_2/C_{50} oznaczają stosunek pojemności izolacji zmierzonych przy 2 oraz 50 Hz. Wartości te są dobrym wskaźnikiem zawilgocenia oleju, znacznie gorzej reprezentują jego jakość, względnie jej zmiany. Pomiary powyższe jednak nie wystarczają; olej powinien być zbadany również [23] po napełnieniu transformatora. Sprawdzenie jego wytrzymałości dielektrycznej jest bezwzględnie konieczne.

W okresie eksploatacji transformatorów w energetyce kontrolę jakości oleju izolacyjnego wykonuje się w celach profilaktycznych w okresach od roku do 5 lat. Częstość kontroli zależna jest od mocy znamionowej transformatora oraz od odpowiedzialności warunków jego pracy. Przy dużych mocach, pracy bardziej odpowiedzialnej i cięższych jej warunkach olej jest kontrolowany częściej i użytkowany krócej. Podstawą oceny jakości oleju w tym okresie są wymagania normy PNE-24000 „Oleje izolacyjne w elektroenergetycznych transformatorach i łącznikach". W praktyce podstawą oceny jest często, a podstawą decyzji odnośnie dalszej pracy oleju — zawsze, doświadczenie własne pracowników służby chemicznej energetyki.

Znaczenie własnych doświadczeń nabiera jeszcze większej ważności w przypadkach zakłóceń w pracy, w których zazwyczaj nie można się opierać na jakichś ustalonych normach lub instrukcjach. Decyzja zaś powzięta musi być szybko, a zastosowane środki zaradcze powinny być niezawodne [24].

Ocena jakości świeżych olejów transformatorowych wg PNC-96058 wykonywana jest na podstawie znajomości kilku

zasadniczych własności oleju i jednej podstawowej jego właściwości. Własności te obejmują: ciężar właściwy, lepkość, temperaturę zapłonu i krzepnięcia, odczyn wyciągu wodnego, liczbę kwasową, zawartość popiołu, zawartość wody, zawartość stałych ciał obcych oraz napięcie przebicia. Podstawową natomiast właściwością oleju jest jego trwałość względnie odporność na starzenie. Według PNC-96058 określa się ją przez sztuczne zestarzenie oleju, przy czym jako kryterium właściwej oceny przyjęto liczbę zesmalania, tzn. wartość liczby smołowej oleju sztucznie zestarzonego.

Ocena jakości oleju znajdującego się w eksploatacji opiera się w zasadzie wg PNE-24000 na prawie analogicznych kryteriach. Różnica w ocenie polega jedynie na oznaczeniu liczby smołowej, odtwarzającej aktualny stan zestarzenia oleju, jego niejako „zżywiczenie", bez poddawania go sztucznemu starzeniu. Wymagania według tej normy są, oczywiście, niższe niż według normy PNC-96058, stanowiącej kryterium dla olejów świeżych. Energetyka odczuwa potrzebę jeszcze większego złagodzenia tych wymagań.

Poddając wymienione wielkości fizyko-chemiczne analizie na podstawie dotychczasowych doświadczeń energetyki dochodzi się do wniosku, że przy ocenie jakości oleju jego poszczególne właściwości mają różne stopnie ważności. Według dotychczasowych utartych pojęć dla oceny jakości oleju najważniejsze są: liczba kwasowa, liczba smołowa i wytrzymałość elektryczna. Zadaniem tych prób jest nie tylko stworzenie podstawy do oceny aktualnego stanu oleju, ale — i to przede wszystkim — umożliwienie chociażby porównawczego stwierdzenia o celowości dalszej pracy oleju. Żadna z tych wielkości oderwana od innych nie może jednoznacznie scharakteryzować oleju, każda daje inne wytyczne, a dopiero łącznie mogą one stanowić podstawę do pełnej oceny oleju.

Liczba kwasowa oleju transformatorowego ujmująca zawartość substancji kwaśnych nierozpuszczalnych w wodzie określa stan przejściowy oleju, zagrażający pracy transformatora raczej pośrednio — przez ułatwianie odbudowy celulozy w izolacji włóknistej, przez gromadzenie się na granicy olej-celuloza produktów bogatych w tlen oraz przez pewnego rodzaju zdolność potencjalną do tworzenia dalszych produktów starzenia się oleju. Powinna ona dla olejów świeżych nie przekraczać wartości 0,05 mg KOH/g. Trzeba jednak przypomnieć, że dokładność oznaczenia tak małych wartości liczby kwasowej jest bardzo mała. Uchyb dochodzi do 100% i wyżej. Wartości liczby kwasowej olejów znajdujących się w eksploatacji są znacznie większe i w praktyce dochodzą nawet do 1,4 mg KOH/g. Dokładność ich oznaczeń jest już znacznie wyższa, niestety nieregularne w czasie eksploatacji zmiany, mimo niewątpliwie ujemnego wpływu, nie pozwalają na ustalenie na podstawie liczby kwasowej jednoznacznego kryterium oceny jakości oleju. Pogląd ten jest zgodny z licznymi głosami energetyków zagranicznych, stwierdzającymi zupełny brak związku między liczbą kwasową a wynikami eksploatacji oleju.

Liczba smołowa, określająca zawartość w oleju substancji rozpuszczalnych w wodno-alkoholowym roztworze ługu potasowego, wskazuje już na bardziej bezpośrednie niebezpieczeństwo przegrzania się transformatora, wskutek powstającego z wymienionych substancji szlamu, który osiadając na uzwojeniach i rdzeniu pogarsza warunki chłodzenia transformatora. Oznaczanie tej wielkości, której wartość dla dobrych świeżych olejów jest rzędu 0,02%, jest już znacznie dokładniejsze. Pomiary kontrolne tej wielkości wymagają jednak bardzo dużo pracy, a wyniki są w dużym stopniu zależne od staranności i umiejętności wykonującego pomiar. Z tego powodu oznaczenie liczby smołowej w praktyce jest raczej sporadyczne i nie stanowi stałego czynnika kontrolnego. W ostatnich dwu latach na przykład energetyka w ogóle nie kontroluje liczby smołowej eksploatowanych olejów, aczkolwiek ta cecha mówi wiele o jakości oleju izolacyjnego i o możliwości jego dalszej pracy, sama jednak nie charakteryzuje ściśle oleju. Znane są przypadki olejów izolacyjnych o małej liczbie smołowej, a dużej liczbie kwasowej. Typowym przykładem mogą być oleje przerafinowane.

Dla właściwej oceny jakości oleju należałoby zatem prowadzić kontrolę zarówno liczby kwasowej, jak i liczby smołowej, lub zastąpić je pomiarem innej wielkości sumującej wpływy obu poprzednich wielkości.

Trzecia z wymienionych poprzednio wielkości charakterystycznych dla jakości oleju transformatorowego — wytrzymałość dielektryczna — nie da się zastąpić inną, gdyż mówi zupełnie jednoznacznie o bezpośrednio grożącym niebezpieczeństwie przebicia. Jest ona więc cechą typowo ruchową. Wobec bardzo ostrej zależności od zanieczyszczeń mechanicznych, szczególnie przy dyspersyjnym zawilgoceniu, jest ona jednak cechą bardzo luźno związaną z budową oleju oraz produktami jego starzenia. Wydaje się stąd, że wytrzymałość dielektryczna oleju nie jest cechą miarodajną dla oceny jego jakości, a jedynie określa stan chwilowy związany z aktualnym zawilgoceniem i zanieczyszczeniem oleju.

Dla porządku należałoby może jeszcze wymienić metody kontroli jakości oleju transformatorowego oparte na pomiarze absorpcji tlenu [13] czy też na pomiarze napięcia powierzchniowego oleju [18].

Pomiar absorpcji tlenu polega na szybkości pochłaniania tlenu przez olej w specjalnie stworzonych warunkach, a mianowicie olej w postaci cienkiej błonki, zmieszany z katalizatorem — naftenianem miedzi — wystawiony jest w temperaturze 120°C na działanie czystego tlenu. Aczkolwiek ta metoda, stwierdzająca szybkość pochłaniania tlenu przez olej i będąca pośrednio miarą wzrostu liczby kwasowej i liczby smołowej jest dość szeroko stosowana za granicą, nie może być przyjęta przez energetykę z całym zaufaniem ze względu na starzenie oleju w zupełnie sztucznych warunkach.

Stosowanie do oceny jakości oleju transformatorowego (względnie jej zmian) napięcia powierzchniowego nie może być zalecane z powodu zbyt małych różnic między wartościami tej wielkości w poszczególnych stadiach starzenia.

Szybkim, ale raczej jakościowym, a nie ilościowym, sprawdzianem zmiany jakości oleju jest kontrola zmiany jego zabarwienia określona według barw wzorcowych. Sposób ten może być tylko bodźcem do wykonania oznaczeń bardziej skomplikowanych, ale zato pewniejszych dla diagnozy.

Są również prowadzone próby w kierunku określenia stopnia zestarzenia oleju na podstawie ilościowego ujęcia zmiany zabarwienia przez pomiar współczynnika ekstynkcji [22].

Praktyka wskazuje jednak na trudności związane z zastowaniem zabarwienia jako kryterium oceny jakości oleju, gdyż np. nie zawsze zmiana zabarwienia pokrywa się ze zmianą innych równocześnie kontrolowanych własności oleju.

W tym miejscu należy również zarejestrować próby znalezienia współzależności cech chemicznych olejów i ich zmian oraz wyzyskania tej współzależności do oceny jakości oleju [27]. Na tym tle warto przedyskutować, w jakim stopniu do oceny jakości olejów mogą być wykorzystane pozostałe wielkości dielektryczne: oporność właściwa, przenikalność dielektryczna oraz stratność dielektryczna.

Oporność właściwa oleju mierzona przy prądzie stałym jest wielkością na pozór wyraźnie charakterystyczną dla oleju. Częściowo jonowy charakter zanieczyszczeń naturalnych oraz produktów starzenia olejów pozwala na powiązanie oporności właściwej z jakością oleju zarówno świeżego, jak i używanego. Potwierdzają to prace zagraniczne (np. CIGRÉ), wydaje się jednak, że ten kierunek jest dla przeciętnego wyposażenia i wyszkolenia personelu służby chemicznej zbyt kłopotliwy. Zjawiska absorpcji dielektrycznej, zjawiska kontaktowe na granicy olej-elektroda oraz graniczne bardzo wysokie wartości oporności dobrych olejów świeżych (rzędu 10^{12} Ωcm i wyżej) utrudniają, a często i uniemożliwiają wykonanie jednoznacznego pomiaru, który mógłby charakteryzować olej. Prawdopodobnie w warunkach pracy energetycznej służby chemicznej byłyby również znaczne trudności w obsłudze — względnie w zautomatyzowaniu — aparatury pomiarowej. Należy jednak zwrócić uwagę jeszcze raz na prace komitetu olejowego CIGRÉ [25], które dla ściśle określonych warunków sugerują nawet możność obliczania stratności dielektrycznej przy 50 Hz ze zmierzonej przy prądzie stałym oporności właściwej oleju.

Przenikalność dielektryczna ε, wielkość teoretycznie najlepiej ujmująca jakość oleju, jako wyraźnie związana ze strukturą chemiczną i zanieczyszczeniami oleju, nie nadaje się jednak do oceny jego jakości. Przyczyną tego jest zbyt małe zróżnicowanie ε dla poszczególnych olejów świeżych, jak również zbyt małe zmiany ε w toku eksploatacji transformatorów (rzędu zaledwie kilku procentów), względnie zbyt mała dokładność pomiaru przenikalności dielektrycznej, która dla rejestracji tak małych zmian musiałaby być rzędu dziesiętnych lub nawet setnych części procentu.

Stratność dielektryczna tgδ jest wielkością fizyczną, podobnie jak ε, bardzo silnie związaną ze strukturą i zanieczyszczeniami oleju. Zależność ta jest znacznie ostrzejsza niż w przypadku przenikalności dielektrycznej. Jest zarazem wielkością bardzo silnie zależną zarówno od temperatury, jak i od czę-

stotliwości pola elektrycznego, w którym olej pracuje. Ma wreszcie, co jest może jego najcenniejszą zaletą, charakter sumujący wpływy wszystkich czynników. Jego wielkość elektryczna daje się mierzyć stosunkowo dokładnie i nadaje się do automatycznej rejestracji jego zmian podczas sztucznego czy naturalnego starzenia. Pomiar tgδ jest stosunkowo łatwy i może być wykonywany przez personel niekwalifikowany po przyuczeniu.

Opierając się na podanym wyżej oświetleniu własności olejów transformatorowych przydatnych do ich oceny czy to w chwili dostawy oleju, czy w trakcie produkcji transformatorów, czy wreszcie w ich eksploatacji, można stwierdzić, że dobrą ocenę jakości olejów transformatorowych w chwili obecnej można uzyskać dwiema drogami:

a) drogą pozornie utartą kontrolując wartości liczby smołowej, liczby kwasowej i wytrzymałości dielektrycznej, w rzeczywistości drogą praktycznie nie wykorzystaną ze względu na trudności oznaczania liczby smołowej;

b) zużytkowując do tego celu wytrzymałość dielektryczną oraz stratność dielektryczną w zastępstwie liczby smołowej, przy ewentualnym kontrolowaniu — w okresie początkowym rozpowszechniania pomiarów tgδ — również i liczby kwasowej oleju.

Wytrzymałość dielektryczna, jako typowo ruchowa własność oleju transformatorowego, mówiąca o chwilowym jego stanie i bezpośrednio grożącym niebezpieczeństwie przebicia, jest cechą dla kontroli oleju nieodzowną. Stratność dielektryczna (tgδ), określająca wyraźnie jakość oleju oraz umożliwiająca bieżącą kontrolę zmian, jego własności, a nawet orientacyjnego przewidywania jego zmian przy wyraźnie nasuwającej się możliwości ustalenia współzależności między tgδ a niektórymi własnościami chemicznymi oleju, jest wielkością stosunkowo najwszechstronniej ujmującą jego jakość. Należy przy tym wyraźnie zaznaczyć, że właściwie zorganizowane i przeprowadzone pomiary tgδ olejów mogą stanowić cenne narzędzie nie tylko dla producenta oleju, jego pośredniego użytkownika — producenta transformatorów, jego użytkownika bezpośredniego — energetykę, ale również i dla instytucji naukowych, których zadaniem jest opracowywanie nowych surowców, nowych procesów technologicznych, bądź ich ulepszanie.

Zakład Materiałoznawstwa Elektrycznego Instytutu Elektrotechniki we Wrocławiu używa tego narzędzia od kilku lat, używa go w ekspertyzach dla przemysłu i w pracach własnych oraz konsekwentnie dąży do rozpowszechnienia go w możliwie szerokim zakresie nawet poza specjalnością elektrotechniczną. Prace IElu na ten temat były publikowane [24]. Na sesjach naukowych i konferencjach wygłaszano odpowiednie komunikaty [21]. Przeprowadzono na ten temat wiele dyskusji z przemysłem i z energetyką. Przygotowano nawet do pewnego stopnia zaplecze aparaturowe, zainteresowując opracowaniem prototypów jedną z katedr Politechniki Wrocławskiej.

Dalsze materiały w sprawie szerokiego stosowania stratności dielektrycznej w praktyce syciw elektrotechnicznych będą ogłoszone w Pracach Instytutu Elektrotechniki [27]. Na tym miejscu ograniczymy się do podania wyników, do których tamte materiały doprowadzają.

a) Do oceny jakości oleju okazała się dogodna — aczkolwiek może jeszcze niewyczerpująca — metoda pomiaru stratności dielektrycznej dla temperatur roboczych oraz przy częstotliwości akustycznej około 400 Hz.

b) Pomiary zależności $tg\delta = f/t$ w zakresie temperatur 110 — 30°C lepiej oddają charakter oleju aniżeli pomiary punktowe.

c) Dla olejów transformatorowych stwierdzono — w pewnych obszarach — współbieżność wniosków, wyprowadzonych z pomiarów tgδ przy częstotliwości roboczej 50 Hz i pomiarowej 400 Hz.

d) Dla olejów ciężkich, np. kablowych, badanie powinno być uzupełniane pomiarami przy temperaturach wyższych niż robocze. Duża ich lepkość przy niskich temperaturach roboczych pozornie fałszuje wnioski oparte na współzależności tgδ i własności chemicznych.

e) Wartości stratności dielektrycznej olejów, jako wielkości sumującej, są zależne zarówno od substancji określonej liczbą kwasową oleju o charakterze przypuszczalnie jonowym, jak i od produktów określanych mianem liczby smołowej o charakterze raczej polarnym.

f) Zauważoną wyraźną zależność stratności dielektrycznej przy częstotliwości akustycznej ok. 400—1000 Hz od liczby smołowej olejów.

g) Zwrócono uwagę na możliwość wyzyskania wartości tgδ przy częstotliwościach akustycznych (ok. 400—1000 Hz) do oceny zarówno jakości olejów transformatorowych w stanie dostawy, jak i ich odporności na starzenie.

1) Należy prowadzić w IEl i TMZ dalsze prace w kierunkach: stwierdzenia stopnia uzależnienia cech chemicznych olejów izolacyjnych między sobą i od własności dielektrycznych; zbadania wpływu poszczególnych parametrów sztucznego starzenia oleju transformatorowego na jego tgδ; próby współzależności starzenia sztucznego i naturalnego; opracowania teorii występujących przy tym zjawisk fizykochemicznych.

2) Należy zlecić Politechnice Wrocławskiej opracowanie prototypowej aparatury krajowej, zapewniając potrzebne priorytety na ewentualny import niektórych elementów w kraju nieprodukowanych.

3) Należy zaopatrzyć w mostki pomiarowe, kondensatory pomiarowe oraz termostaty nasze rafinerie nafty, fabryki transformatorów oraz zjednoczenia energetyczne.

4) Należy zarządzić pełne wyzyskanie wymienionej wyżej aparatury przy ścisłej współpracy IElu i TMZu.

5) Równocześnie należy zlecić odpowiedniej instytucji opracowanie prototypu aparatury pomiarowej samoczynnie rejestrującej bieżące zmiany tgδ olejów; aparatura powinna być dostosowana zarówno do badania olejów świeżych (starzenia sztuczne), jak i znajdujących się w eksploatacji (starzenia naturalne).

Korzyści ekonomiczne, które można by uzyskać przez wprowadzenie proponowanych nowych metod kontroli i oceny jakości olejów izolacyjnych, byłyby następujące:

a) ustalenie najkorzystniejszej technologii produkcji olejów transformatorowych i innych, a więc zapewnienie dostawy lepszych surowców i związane z tym polepszenie jakości pracy przede wszystkim dużych jednostek energetycznych;

b) możność automatycznej bieżącej kontroli jakości oleju w dużych jednostkach znajdujących się w eksploatacji, a więc zwiększona pewność ruchu dużych jednostek energetycznych;

c) przy automatycznej bieżącej kontroli możność ewentualnego przewidywania konieczności wyłączenia z ruchu jednostek energetycznych dla wymiany lub regeneracji oleju;

d) ocena jakości syciw przy znacznie zmniejszonym wpływie błędu jednostkowego personelu na wyniki kontroli;

e) ułatwienie kontroli postępu technicznego w zakresie produkcji i eksploatacji wosków i olejów zarówno elektrotechnicznych, jak i używanych w innych gałęziach przemysłu.

4. Zagadnienia do dyskusji.

Na konferencji — poza kwestiami, podlegającymi dyskusji fragmentarycznej w ramach trzech omówionych zagadnień — powinny być przedyskutowane również problemy uogólnione:

1) które z omawianych lub nowych metod zapewniających pewność pracy oleju (transformatora) lub przedłużające czas jego eksploatacji, powinny być zastosowane w istniejących jednostkach;

2) kto i w jakim terminie powinien opracować te metody;

3) kto będzie odpowiedzialny za ich zastosowanie;

4) jakie zmiany konstrukcyjne, uwzględniające możliwość właściwej eksploatacji olejów, należy wprowadzić przy projektowaniu nowych transformatorów;

5) kto i na czyje zlecenie ma te zmiany wprowadzić;

6) jaki sposób postępowania należy wybrać, aby uruchomić w kraju produkcję niepalnych i syntetycznych olejów transformatorowych;

7) w jakim terminie CBKME powinno opracować konstrukcję transformatora napełnianego olejem syntetycznym;

8) jakie prace naukowe z zakresu olejów transformatorowych powinny być w kraju prowadzone dla zapewnienia postępu technicznego;

9) zagadnienie kontroli i kontrolnych laboratoriów olejowych oraz niezbędnych kadr technicznych.

LITERATURA

[1] Czernożukow N. J., Krein S. E.: Okislajemost' minieralnych masieł, 1946

[2] Beaven G. H., Irving R., Thompson C. N.: A method for evaluating the oxidation stability of inhibited transformer oils, 1948

[3] Larsson N., Hyyrylainen S.: Quelques observations concernant la purification des huiles de transformateurs par adsorption et description d'un appareil construit (CIGRÉ, 1954, 104)

[4] Larsson N., Hyyrylainen S.: Supplément au rapport nr 114 (CIGRÉ, 1954, 104 bis)
[5] Dryś B.: Techniczne rozwiązanie obiegowej regeneracji olejów izolacyjnych ziemiami odbarwiającymi (Dokum. Techn. IElu, Sprawozd. TO-1-2, 1952)
[6] Dryś B.: Regeneracja obiegowa olejów transformatorowych (Prace IElu w druku, złożone w VII. 1954)
[7] Lipińska-Pilarzowa T. Starzenie olejów izolacyjnych i walka z tym objawem (Przegl. Elektr. 1950, 4/5/6, str. 189)
[8] Clark F. M.: Nonflammable dielectric organic compounds, (Ind. ang. Eng. Chem., str. 698, VI. 1937)
[9] Burianow B. P. Eksploatacja transformatornogo masła, 1951
[10] Siciński Z. Syntetyczne oleje transformatorowe, (Dokumentacja Techniczna IElu, Sprawozdanie TPS-1-13, XII. 1952)
[11] Siciński Z. Oleje i woski syntetyczne. Korzyści stosowania w budowie transformatorów i kondensatorów papierowych. Wyniki prac w kraju. Referat wygłoszony na I Krajowej Konferencji Materiałoznawstwa Elektrycznego we Wrocławiu, IV. 1951
[12] General Electric. How to maintain electric equipment, 1944
[13] Beaven H. G., Irving R., Thompson C. N. A method for evaluating the oxidation stability of inhibited transformer oils, 1948
[14] Dryś B. Temperatura zapłonu w aparatach M. Pensky-Marcussona (Przegl. Elektr. 1950, z. 1/2/3, str. 121)
[15] Skowroński J., Dryś B. Comparison of the flash point of oil in closed and open vessels as one of the methods of control of the condition of insulating oil (CIGRÉ, 1952, 110)
[16] Smyk W. Zależność między liczbą kwasową a liczbą smołową olejów izolacyjnych otrzymywanych z ropy naftowej (Przegl. Elektr., 1952, z. 11, str. 469)
[17] Zwiezdkin W. N., Nadelson R. G. Wlijanje swojstw masła na charaktieristiki izolacji transformatorow (El. Stancji, 1953, nr 3, str. 45)
[18] Dryś B., Smyk W. Zmiana napięcia powierzchniowego w zależności od stopnia zestarzenia oleju (Przegl. Elektr., 1953, nr 6, str. 263)
[19] Siciński Z. Chlorowany naftaleń jako syciwo kondensatorowe przy prądzie stałym (Prace IElu, 1953, nr 4/7, str. 30)
[20] Siciński Z. Wytyczne pomiaru tg δ olejów izolacyjnych (Dokumentacja Techniczna IElu, Sprawozd. 4/1-8/2, 1953)
[21] Siciński Z. Stratność dielektryczna tg δ jako kryterium oceny jakościowej olejów i wosków wypiera niektóre oznaczenia chemiczne (Komunikat na Sesji Naukowej Politechn. Wrocł., XII, 1952)
[22] Stepek Z. Uszlachetnianie olejów. Prace nad skutecznością niektórych inhibitorów przeciwutleniających w zastosowaniu do krajowych olejów turbinowych (Dokumentacja Techniczna Inst. Naft., 1953)
[23] Gładkich M. A. Wlijanje dielektriczeskich potier masła na charaktieristiki izolacji transformatorow (El. Stancji, 1954, nr 3)
[24] Siciński Z. Wpływ siarki na izolację celulozowo-olejową transformatorów (Prace IElu, 1954, nr 1/11, str. 17)
[25] Pleeck G. Vieillissement des huiles pour transformateurs en service (CIGRÉ, 1954, nr 121)
[26] Siciński Z., Bill R. Zastosowanie pomiaru stratności dielektrycznej w praktyce produkcyjno-eksploatacyjnej mineralnych olejów transformatorowych (Przegl. Elektr., 1954, nr 5, str. 190)
[27] Dryś B. Siciński Z. Próby nowych metod oceny jakości olejów izolacyjnych (Prace IElu, w druku, złożone 1954, VII).

B. PRZEKŁADNIKI

XXXIV

INŻ. KAZIMIERZ SOKALSKI
INŻ. JAN ZALEWSKI
Zakł. im. G. Dymitrowa

Przekładniki krajowe — stan obecny i zamierzenia konstrukcyjne

621.314.22:62.002.86(438)

Treść. Krótkie omówienie produkowanych przekładników w kraju. Zalety i wady istniejących konstrukcji. Zamierzenia konstrukcyjne na najbliższą przyszłość.

Измерительные трансформаторы отечественного производства — настоящее положение и намерения в области конструкции. Краткий обзор нынешнего производства. Преимущества и недостатки нынешних видов конструкции. Намерения в области конструкции для ближайшего будущего.

Polish instrument transformers — present state and design programme. Brief review of instrument transformers made in Poland. Merits and demerits of existing designs. Modifications in design intended for the immediate future.

1. Podstawowe zagadnienia w przekładnikach.

W produkcji przekładników trzeba mieć na uwadze trzy względy: pewność konstrukcji, dokładność przekładni i koszt produkcji.

Pewność jest uwarunkowana odpowiednią wytrzymałością na prądy zwarciowe przekładników prądowych oraz na przepięcia przekładników prądowych i napięciowych. Do budowy przekładników muszą być użyte materiały, gwarantujące wieloletnią pracę aparatu. Metody kontroli powinny gwarantować właściwą pracę przekładników we wszystkich warunkach ruchu.

Stosowane do niedawna przepisowe próby przekładników nie dawały dostatecznego poglądu na pewność ruchową szczególnie pod względem wytrzymałości izolacji. Jak wykazała praktyka, przepisowa próba izolacji napięciem zmiennym w ciągu 1 minuty może wykryć tylko grube błędy fabrykacyjne i niektóre błędy materiałowe. Dlatego też w Zakładach A-1 wprowadzono w ubiegłym roku jako próbę typu próbę długotrwałą napięciem zmiennym; czas próby ok. 50 godzin przy 1,15 U_n (U_n napięcie znamionowe izolacji), a jako próbę wyrobu przekładników napięciowych na wyższe napięcia wprowadzono w okresie uruchamiana produkcji próbę 1-godzinną napięciem 1,5 U_n przy 150 Hz.

Tablica I

Typ	Nap. znam. izol.	Napięcie probiercze 50	Zakres prądów pierwotnych	Rodzaj izolacji głównej	Wykonanie	Ciężar
	(kV)		(A)			(kg)
IBO	0,6	3	100 ÷ 500/kl. 0,5/ 100 ÷ 200/kl. 1/	pap. bakieliz.	wnętrzowe suche	5
IT6	6	33	5 ÷ 500	porcelana	„	23
IT10	10	42	„	„	„	26
IT20	20	64	„	„	„	40
I20	20	64	5 ÷ 300	olej	napowietrzne olejowe	42
I20 — 2	20	64	„	„	„	93
I30	30	86	5 ÷ 500	„	„	98
I30 — 2	30	86	„	„	„	170
I45	45	119	5 ÷ 300	„	„	140
I45 — 2	45	119	„	„	„	240
I60	60	152	5 ÷ 300	„	„	225
I110 — 3	110	262	50 ÷ 100 100 ÷ 200 200 ÷ 400	papier — olej	„	760

Dokładność. Na dokładność przekładnika wpływają: uchyb przekładniowy i uchyb kątowy. Zmianę uchybów przekładniowych uzyskuje się na ogół w przekładnikach prądowych przez zmianę liczby zwojów po stronie wtórnej, a w przekładnikach napięciowych przez zmianę liczby zwojów po stronie pierwotnej (po tej stronie, gdzie jest więcej zwojów, aby mieć dokładniejszą regulację).

Na uchyb kątowy zmiana liczby zwojów prawie nie

wpływa. Ma tu wpływ rodzaj obciążenia i budowa przekładnika. Dobre wyniki w kierunku zmniejszenia uchybów, ale tylko przy niewielkich długościach obwodów magnetycznych, uzyskuje się przez zastosowanie w przekładnikach prądowych boczników magnetycznych (ob. prace Pietrowa i Okunia w „Elektriczestwie"). Sposób ten jednak wpływa raczej na uchyb przekładniowy.

Dotrzymanie katalogowych wartości mocy w klasie i liczb przetężeniowych jest utrudnione tym, że dostarczana blacha transformatorowa nie ma stałych własności. Stratność blachy winna być co najwyżej 1,2 W/kg. Rozrzut tej stratności w ramach jednej dostawy winien być jak najmniejszy. Dotyczy to również przenikalności magnetycznej.

K o s z t p r o d u k c j i. Bardzo ważnym elementem wpływającym na koszt produkcji przekładnika jest izolacja główna. Obecnie (jak i poprzednio) najbardziej ekonomiczną i dobrą izolacją suchą jest porcelana (mimo pewnych osiągnięć z tworzywami sztucznymi). Dla przekładników w wykonaniu napowietrznym najekonomiczniejsza i najlepsza wydaje się izolacja papierowo-olejowa, pozwalająca na znaczne zmniejszenie wymiarów obwodu magnetycznego.

Własności przekładnika zależą od szeregu zmiennych. Niektóre wymagania są przeciwstawne, np. żądanie dużej dokładności wymaga dużej liczby amperozwojów i dużego przekroju rdzenia, a jednoczesne żądanie małej liczby przetężeniowej i dużej wytrzymałości zwarciowej wymaga — odwrotnie — małej liczby amperozwojów i małego przekroju rdzenia. Konstruktor przekładników musi często wybierać pomiędzy dwu sprzecznymi wymaganiami i zadowalać się własnościami pośrednimi, nie mając do dyspozycji takich materiałów magnetycznych, które mogłyby pogodzić obydwa wymagania.

2. Obecny stan produkcji seryjnej przekładników prądowych.

Produkowane seryjnie przekładniki prądowe można podzielić na wielozwojowe i jednozwojowe.

Tabl. I charakteryzuje przekładniki prądowe wielozwojowe. Przekładniki te mają wytrzymałość cieplną ok. 80 I_n, dynamiczną ok. 200—240 I_n. W razie potrzeby produkowane są przekładniki typu IT6WZ, IT10WZ, IT20WZ o zwiększonej wytrzymałości na zwarcia — 3—4-krotnie, ale o dokładności tylko kl. 3.

Tabl. II charakteryzuje przekładniki prądowe jednozwojowe. Obciążalność obwodu wtórnego w różnych klasach dokładności zależna jest od prądów pierwotnych i wynosi od 15 VA w kl. 3 przy przekładni 50/5 A do 15 VA w kl. 0,5 przy 750/5 A dla typów JPK i od 10 do 30 VA w kl. 0,5 dla JP oraz od 15 do 50 VA w kl. 0,5 dla JS. Napięcie probiercze przy 50 Hz wynosi 2,2 U_n + 20 kV. Przekładniki przepustowe są poza tym wykonywane z podwójną liczbą uzwojeń wtórnych jako typ IPK-2 lub IP-2.

Powyższy krótki przegląd typów z podkreśleniem ważniejszych danych daje pogląd na zakres asortymentowy. Wymienione typy w kl. 0,5 odpowiadają obowiązującym przepisom Głównego Urzędu Miar. Jednakże pod względem wymagań, zwłaszcza napięciowych, wymagania GUMu są łagodniejsze niż norma PN/E-06500. W świetle wymagań normy na koordynację izolacji PN/E-05001 przekładniki prądowe wielozwojowe suche ocenić trzeba jako niedostatecznie wytrzymałe.

W sprawie przekładników prądowych olejowych można mieć zastrzeżenia co do ich wymiarów, ciężaru i dużej zawartości oleju. Należałoby je ocenić jako konstrukcje przestarzałe. Inne typy, które nie tylko spełniają wymagania GUMu, ale i są zgodne z wymaganiami norm PN/E-06500 i PN/E-05001, można zaliczyć do konstrukcji nowoczesnych. Wobec wycofywania napięć znamionowych 10 i 20 kV wejdą nowe przekładniki na 6 kV i 15 kV. W konstrukcjach istniejących brak przekładników wnętrzowych 30-kilowoltowych na małe prądy, istnieje tylko typ przepustowy.

3. Konstrukcje w opracowaniu i zamierzenia konstrukcyjne.

Z przeglądu dotychczasowych typów wynikają następujące potrzeby:

a) W dziedzinie p r z e k ł a d n i k ó w p r ą d o w y c h s u c h y c h w i e l o z w o j o w y c h wysokiego napięcia należy:

1) dostosować izolację przekładników suchych 6-kilowoltowych do wymagań normy PN/E-05001;

2) zaprojektować przekładnik suchy wielozwojowy na 15 kV dostosowany do normy PN/E-05001 (na razie wymagania dla 15 kV spełnia przekładnik IT20);

3) po przedyskutowaniu potrzeby zaprojektować przekładnik suchy na 30 kV;

4) uruchomić produkcję przekładników według pp. 1 i 2 o zwiększonej wytrzymałości cieplnej i dynamicznej;

5) w dalszym etapie — w miarę dodatnich wyników prac nad żywicami — zastosować je jako izolację główną;

6) we wszystkich typach zwiększyć moce w klasach dokładności do wymagań odbiorców oraz uporządkować sprawę liczb przetężeniowych;

7) opracować przekładniki specjalne niskiego napięcia 5/1 A, 5/5 A, 5/5: $\sqrt{3}$ A oraz sumujące.

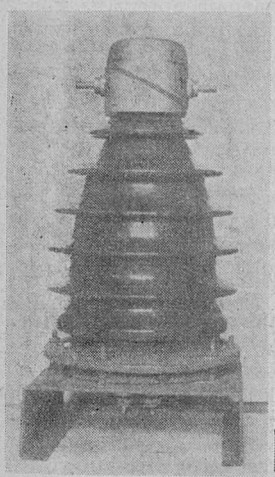
b) W dziedzinie p r z e k ł a d n i k ó w p r ą d o w y c h o l e j o w y c h należy opracować serię nowoczesnych przekładników małoolejowych na 15, 30, 60, 110, 220 kV eliminu-

Tablica II

Typ	Nap. znam. izol. (kV)	Napięcia probiercze (kV)	Zakres prądów pierwotnych (A)	Rodzaj izolacji głównej	Wykonanie	Ciężar (kg)
IB0	0,6	3	300 — 1500	papier bakielizowany	wnętrz. suche	5
IPK10a	10	42	150 — 750	papier bakieliz., układ kondensator.	wnętrzowe przepust.	25
IPK10b	10	42	50 — 300	„	„	45
IPK20a	20	64	150 — 750	„	„	35
IPK20b	20	64	50 — 300	„	„	65
IPK30a	30	86	150 — 750	„	„	45
IPK30b	30	86	50 — 300	„	„	80
IPK45a	45	119	150 — 750	„	„	55
IPK45b	45	119	50 — 300	„	„	90
IP10a	10	42	750 — 1500	porcelana	„	25
IP10b	10	42	„	„	„	40
IP20a	20	64	„	„	„	35
IP20b	20	64	„	„	„	45
IS0D	0,6	3	1500 — 3000	pap. bakieliz.	wnętrzowe szynowe	5,8
IS10	10	42	2000 — 3000	porcelana	„	30
IS10 — 2	10	42	2000 — 3000	„	„	32

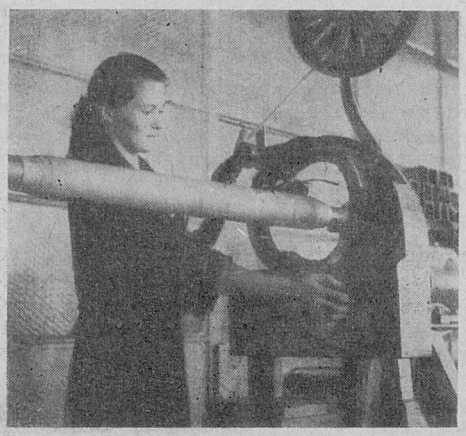
jąc istniejące pełnoolejowe konstrukcje i uzupełniając je do najwyższych napięć.

Pod względem wytrzymałości cieplnej i dynamicznej produkowane przekładniki w zasadzie spełniają żądane warunki. Istniejący do niedawna brak przekładników wielozwojowych o zwiększonej wytrzymałości jest pokryty przez typy IT6WZ, IT10WZ, IT20WZ wprawdzie tylko w kl. 3, ale w większości wypadków to wystarcza. Dla większych prądów stosowane są przekładniki przepustowe, mające bardzo dużą wytrzymałość cieplną i dynamiczną.



Rys. 1. Przekładnik prądowy I30MO

Rys. 2. Ręczne izolowanie cewki wysokiego napięcia przekładnika prądowego na 110 kV

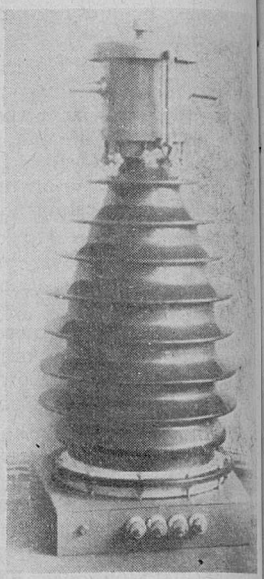


Rys. 3. Maszynowe izolowanie cewki wysokiego napięcia przekładnika prądowego na 110 kV

Potrzeby wyłuszczone wyżej znajdują swe odbicie w planie prac Biura Konstrukcyjnego Zakładów ZWAWN. Pierwszym typem nowoopracowanym, który figuruje już w tym roku w planie produkcyjnym, jest przekładnik prądowy napowietrzny małoolejowy na napięcie 30 kV, typu J30-MO, pokazany na rys. 1. Obecnie kończy się badanie wytrzymałości zwarciowej w Politechnice Gdańskiej. Nowoopracowane przekładniki cechuje to, że izolator wysokiego napięcia — typu izolatora wsporczego — służy równocześnie jako obudowa. Obwód rdzenia magnetycznego — wskutek zastosowania izolacji papierowo-olejowej zajmującej mało miejsca w oknie rdzenia — wypada bardzo mały. Dzięki temu przy stosunkowo małej liczbie amperozwojów uzyskuje się dużą moc w klasie dokładności i dużą wytrzymałość dynamiczną. Ten rodzaj budowy zapewnia korzystne wymiary, daje oszczędność materiału i miejsca. Prototyp przeszedł próby napięciowe według wymagań normy PN/E-05001 z wynikiem dodatnim.

Na rys. 2 jest pokazane ręczne izolowanie cewki wysokiego napięcia. Nawijamy najpierw zwojnicę o odpowiedniej liczbie zwojów i następnie bandażujemy papierem częściowo ręcznie, częściowo maszynowo (dłuższe części prostoliniowe jak na rys. 3). Sposobem tym wykonuje się także cewki do przekładników prądowych na 110 kV. Przy projektowaniu bardzo istotną rzeczą jest ustalenie odpowiedniej grubości warstwy papieru. Krzywa na rys. 4 podaje grubość izolacji papierowej na cewce wysokiego nap. w funkcji napięcia znamionowego według danych Zakładu A-1.

Konstrukcje o izolacji papierowo-olejowej wymagają w produkcji szczegółowej opieki i ścisłej dyscypliny technologicznej. Najmniejsze ślady wilgoci i powietrza muszą być usunięte przez staranne suszenie i odpowietrzenie. Jeżeli pozostaną w układzie izolacyjnym choćby bardzo małe ich ilości, to kąt stratności dielektrycznej przybiera niedopuszczalne wartości i występują wyładowania w bańkach powietrznych.

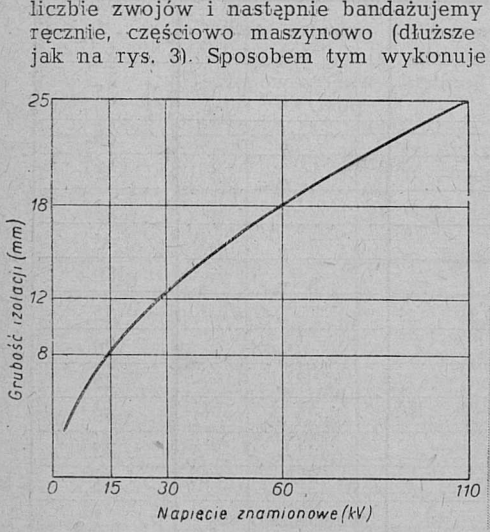


Rys. 5. Przekładnik prądowy małoolejowy na 60 kV, typ 160-2MO (prototyp)

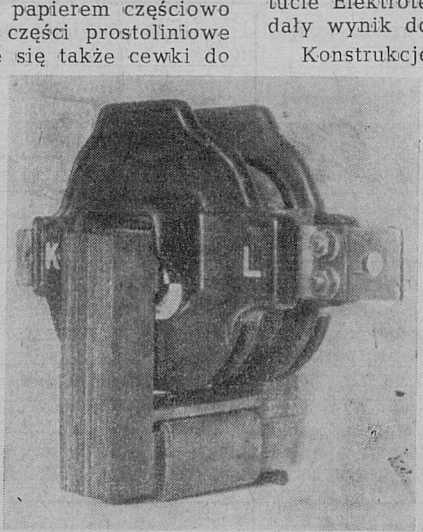
Przy suszeniu ważne jest ustalenie właściwych parametrów próżni, temperatury i czasu suszenia. Zbyt wysoka próżnia nie jest celowa. Urządzenia do nasycania muszą być bezwarunkowo szczelne. Temperatura stosowana przy suszeniu ze względu na starzenie się papieru nie może przekraczać 110°C. Czasy dla poszczególnych etapów suszenia przy danym typie przekładnika najlepiej dobiera się doświadczalnie. Przy starannym suszeniu czas suszenia dla przekładników 110-kilowoltowych dochodzi do 200 godzin.

Opierając się na doświadczeniu, zdobytym w produkcji przekładników 110-kilowoltowych i przy budowie prototypu i serii próbnej przekładników I30-MO, opracowano przekładniki małoolejowe na napięcie 15 kV i 60 kV. Próby w Instytucie Elektrotechniki na prototypach na napięcia 15 i 60 kV dały wynik dodatni.

Konstrukcje te w porównaniu z odpowiednimi pełnoolejowymi dają oszczędność żelaza w przybliżeniu około 40%, oszczędność miedzi ok. 30%. Jeżeli wziąć pod uwagę jeszcze to, że przekładniki małoolejowe mogą być również zastosowane w urządzeniach wnętrzowych, to bezsprzecznie warto przejść jak najszybciej na produkcję przekładników małoolejowych (rys. 5), choć wykonywanie samej izolacji głównej pochłania znacznie więcej pracy. W następnym etapie przewidziane jest opracowanie przekładników prądowych małoolejowych w izolatorach wsporczych na resztę zakresu znormalizowanych napięć sieci wysokonapięciowych, tj. na napięcia 110 i 220 kV. Obecnie produkowane przekładniki 110-kilowoltowe, typ I110-3 stanowią formę przejściową i — jakkolwiek odpowiadają całkowicie nowoczesnym wymaganiom napięciowym — winny ulec przekonstruowaniu dla zmniejszenia wymiarów i ciężaru oraz objętości oleju. W roku 1954 rozpoczęto produkcję przekładników I110-38 w wykonaniu specjalnym do współpracy z wyłącznikami 110-kilowoltowymi (ze szczęką odłącznikową).



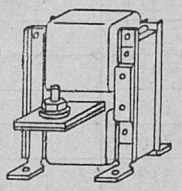
Rys. 4. Grubość izolacji papierowo-olejowej w funkcji napięcia w przekładnikach prądowych małoolejowych według danych Zakładu A-1



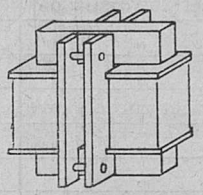
Rys. 6. Model opracowywanego przekładnika prądowego suchego na 6 kV, z bocznikiem magnetycznym (zdjęcie bez obudowy)

Zarówno dodatnie wyniki przy zastosowaniu boczników magnetycznych w przekładnikach prądowych niskiego napięcia typu IBO, jak i ujemne wyniki prób udarowych na przekładnikach suchych porcelanowych typu IT, skłoniły Biuro

Tablica IIIa. Przekładniki prądowe suche wnętrzowe dla niskich napięć (nap. znamionowe 0,5 kV, nap. probiercze 3 kV)



IBO; 30-1500A

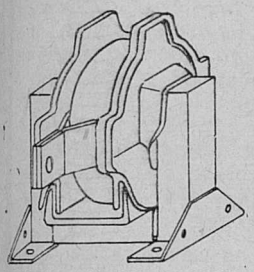


ISOD; 1500-3000A

Konstrukcyjne Zakładu A-1 do rozpoczęcia prac nad skonstruowaniem nowych przekładników o izolacji suchej porcelanowej na napięcia 6 i 15 kV. Głównym założeniem tych prac jest zastosowanie w obwodzie magnetycznym bocznika i zmniejszenie tą drogą liczby amperozwojów, a tym samym

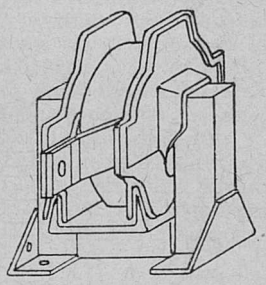
Tablica IIIb. Przekładniki prądowe suche wnętrzowe dla napięć znamionowych 6, 15 i 30 kV (napięcia probiercze odpowiednio 33, 53 i 86 kV)

6 kV



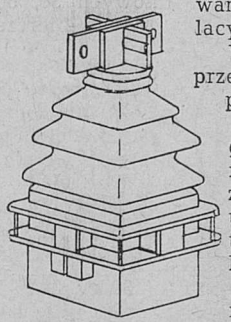
ITB6; 5-500A

15 kV

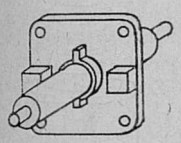


IT15; 5-500A

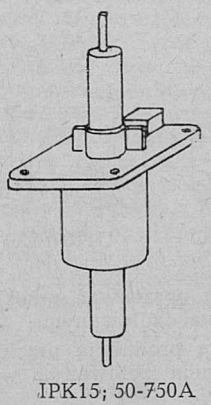
30 kV



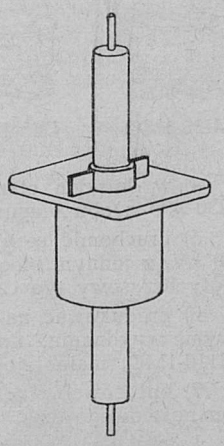
IG30; 5-600A



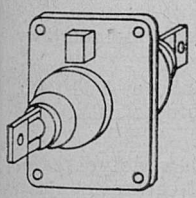
IPK6; 50-750A



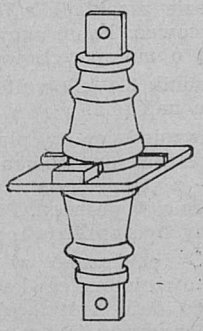
IPK15; 50-750A



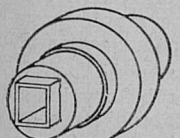
IPK30; 50-750A



IP6; 750-2500A



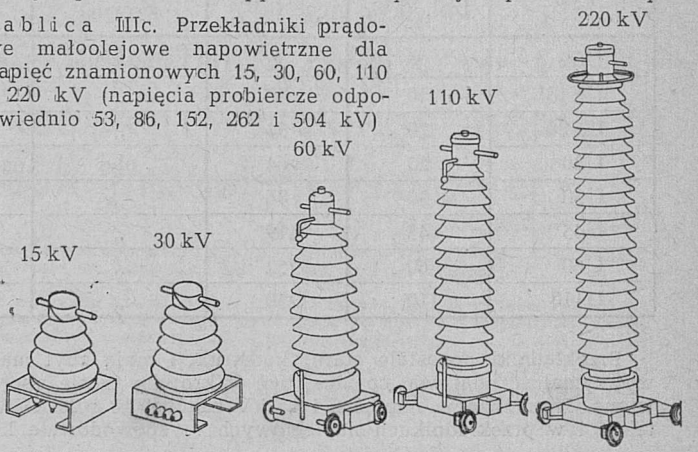
IP15; 750-2500A



IS6; 1000-3000A

zwiększenie wytrzymałości zwarciowej, zmniejszenie zużycia miedzi, a poza tym ukształtowanie izolatora porcelanowego tak, aby zapewnił odpowiednią wytrzymałość udarową izolacji. Wyniki z prób na pierwszych modelach magnetycznych wykazały, że zastosowanie bocznika magnetycznego daje pewne rezultaty na modelu 6-kilowoltowym. Natomiast celowość zastosowania bocznika przy 15-kilowoltowym przekładniku stoi już pod znakiem zapytania. Na rys. 6 jest przedstawiony

Tablica IIIc. Przekładniki prądowe małoolejowe napowietrzne dla napięć znamionowych 15, 30, 60, 110 i 220 kV (napięcia probiercze odpowiednio 53, 86, 152, 262 i 504 kV)



I15MO 5-600A | I30MO I302MO 5-600A | I60-2MO 5-600A | I110-3MO 100-600A | I220-3MO 100-600A

izolator porcelanowy ostatnio opracowany. Ułatwia on mocowanie uzwojenia pierwotnego i zapewnia dobre własności izolacyjne.

W dziedzinie przekładników przepustowych na razie nie przewiduje się nowych opracowań poza rozszerzeniem zakresu prądów pierwotnych do 2500 A.

Konieczna jest natomiast produkcja przekładnika suchego 30-kilowoltowego na całe prądy, gdyż obecny typ IPK30 ma dokładność w kl. 0,5 dopiero od 200 A — przy dość znacznych wymiarach. Należy przedyskutować celowość uruchomienia produkcji przekładników 30-kilowoltowych typu garnkowego (Querloch), podobnych do IF30 produkcji NRD.

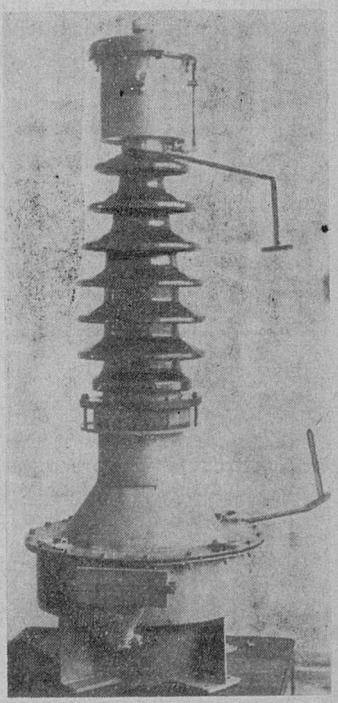
Należy także zastanowić się nad celowością utrzymania produkcji typu IS wobec rozszerzenia zakresu prądów w typie IP do 2500 A.

Po wprowadzeniu nowych konstrukcji — uporządkowany asortyment przekładników prądowych będzie przedstawiał się jak pokazano w tabl. IIIa, IIIb, IIIc.

4. Obecny stan produkcji przekładników napięciowych.

Istniejące konstrukcje przekładników napięciowych można podzielić na suche wnętrzowe i olejowo-napowietrzne (tabl. IV). Produkowane typy wykonywane są dla różnych przekładni. Napięcie znamionowe wtórne — 100 V lub $100 : \sqrt{3}$ V. Przekładniki U110 i US20 opracowano po wojnie; pozostałe pochodzą z lat dawniejszych.

Wymaganiom koordynacji izolacji według normy PN/E-05001, nie znanym w czasie konstruowania w dawnych latach, odpowiadają obecnie tylko nowe przekładniki U110. Przekładniki te — po ujemnych wynikach eksploatacji w 1953 roku z powodu błędów materiałowych (zła współpraca lakieru emaliowego drutów nawojowych z lakierem nasycającym) — zostały całkowicie przekonstruowane w końcu 1953 r. Obecnie zastosowano izolację papierowo - olejową dla obydwu cewek wysokiego napięcia z pełnym cyklem technologicznym suszenia i nasycania. Przekładniki te przeszły próby typu w IEl, jak również i nowowprowadzone próby długotrwałe na terenie Zakładu A-1.



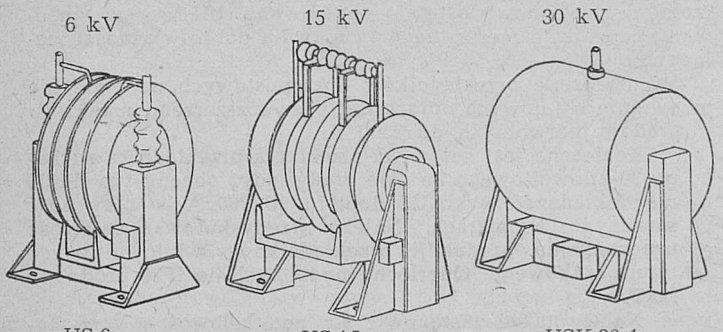
Rys. 7 Przekładnik napięciowy napowietrzny na 60 kV, typ U60-1MO

Tablica IV

Typ	Nap. znam. izol. (kV)	Nap. próbne (kV)	Rodzaj izolacji głównej	Wykonanie	Ciężar (kg)	Uwagi
US6	6	33	porcelana	wnętrzowe suche	21	z pełną izolacją obu biegunów
US10	10	42	„	„	27	„
US20	20	64	„	„	92	„
U20	20	64	olej	napowietrzne olejowe	65	„
U30	30	86	„	„	196	„
U45	45	119	„	„	315	„
U60	60	152	„	„	720	istnieje odmiana U60 — z 1 bieg.
U110	110	230	„	„	680	z jednym bieg. uziem.

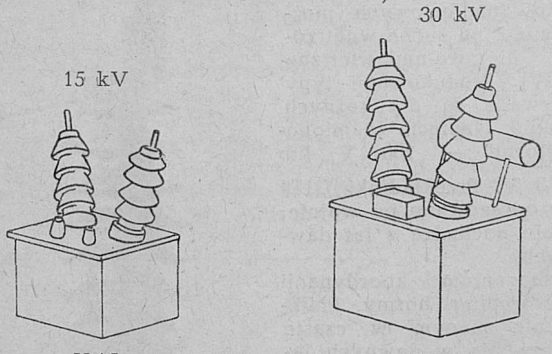
Przekładniki pozostałe starej konstrukcji mają zbyt małą wytrzymałość udarową, co musi być w krótkim czasie poprawione. Normalizacja napięć 6 i 15 kV zamiast 10 i 20 kV — także i w przekładnikach napięciowych — spowodowała ko-

Tablica Va. Przekładniki napięciowe suche wnętrzowe dla napięć znamionowych 6, 15 i 30 kV (napięcia probiercze 33, 53 i 70 kV)



niecznośc nowych opracowań. Przekładniki pełnoolejowe mają znaczne wymiary i dużą ilość oleju. Poza tym nie mamy przekładnika suchego, wnętrzowego, na napięcie 30 kV.

Tablica Vb. Przekładniki napięciowe olejowe napowietrzne dla napięć znamionowych 15 i 30 kV (napięcia probiercze 53 i 86 kV)



5. Konstrukcje w opracowaniu i zamierzenia konstrukcyjne w dziedzinie przekładników napięciowych.

Z powyższego krótkiego przeglądu wynikają następujące potrzeby.

a) W dziedzinie przekładników napięciowych suchych należy:

1) dostosować przekładnik US6 do wymagań normy PN/E-05001,

2) dostosować przekładnik US20 do wymagań PN/E-05001, jako US15,

3) opracować przekładnik suchy wnętrzowy na 30 kV.

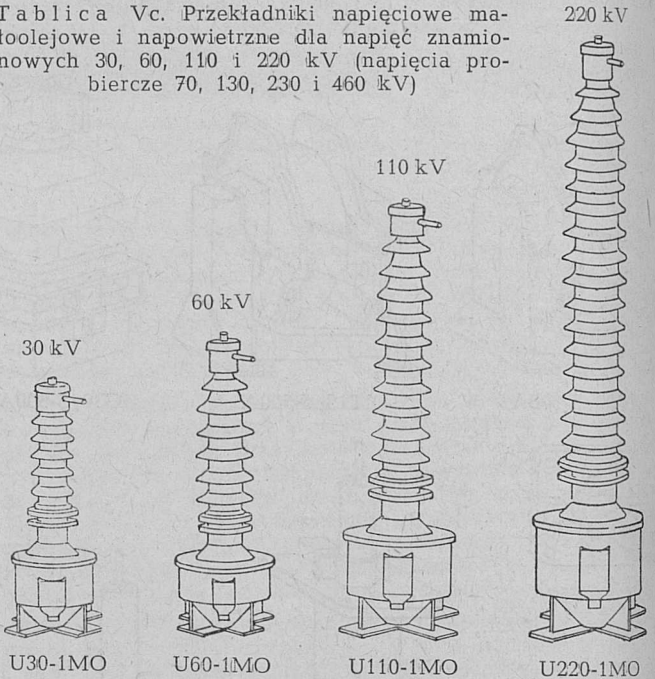
b) W dziedzinie przekładników napięciowych olejowych napowietrznych należy:

1) dostosować przekładnik pełnoolejowy U20 do wymagań PN/E-05001 na 15 kV jako U15, z obu biegunami izolowanymi;

2) uruchomić seryjną produkcję przekładników U30-1MO małoolejowych z 1 biegunem uziemionym;

3) pozostawić na razie — dla wykonania z obu biegunami izolowanymi — typ dotychczasowy pełnoolejowy U30, poprawiając jego wytrzymałość udarową;

Tablica Vc. Przekładniki napięciowe małoolejowe i napowietrzne dla napięć znamionowych 30, 60, 110 i 220 kV (napięcia probiercze 70, 130, 230 i 460 kV)



4) w dalszym etapie opracować przekładnik małoolejowy U30-MO z obu biegunami izolowanymi;

5) uruchomić seryjną produkcję przekładników U60-1MO, 60 kV, z jednym biegunem izolowanym wycofując całkowicie dotychczasowy typ U60;

6) produkować na razie przekładnik U110 w dotychczasowym wykonaniu, opracować konstrukcję 1-cewkową, jako U110-1MO, małoolejową o mniejszych wymiarach;

7) opracować przekładnik 220-kilowoltowy na zasadzie pojemnościowego dzielnika napięcia.

Potrzeby powyższe uwzględniono w planie prac Biura Konstrukcyjnego A-1. Dotychczas opracowano konstrukcję przekładników: U60-1MO — z pomyślnym wynikiem prób prototypu i U30-1MO — obecnie w próbach. Pozostałe typy na napięcia 6 i 15 kV powinny być opracowane w 1955 r.

Przekładnik U60-1MO rozwiązano w sposób oryginalny (rys. 7): uzwojenie stanowi jedna cewka nałożona na rdzeń o kształcie okrągłym, co daje krótki obwód magnetyczny. Rdzeń wraz z cewką umieszczony jest w małym zbiorniku. Do zbiornika przymocowany jest porcelanowy izolator napowietrzny.

Dla 30 kV opracowano typ USK30-1, z 1 biegunem uziemionym, a izolacją kondensatorową.

Uporządkowany w ten sposób asortyment przedstawiony jest w tabl. Va, Vb i Vc,

XXXV

INŻ. ANDRZEJ JERZYKIEWICZ
MGR INŻ. MARCELI KWAL
Zakłady im. G. Dymitrowa

Możliwości zastosowania tworzyw syntetycznych jako izolacji wysokiego napięcia w przekładnikach produkcji krajowej

621.315.614.7:621.314.222:8.027.3

Treść. Trudności związane z wykonaniem suchych przekładników na wysokie napięcia. Tworzywa syntetyczne. Konstrukcje przekładników izolowanych tworzywami syntetycznymi. Badania wykonane w Zakładach im. G. Dymitrowa. Wnioski.

Возможности применения синтетических материалов в качестве изоляции для высокого напряжения в измерительных трансформаторах отечественного производства. Трудности, связанные с изготовлением сухих измерительных трансформаторов высокого напряжения. Синтетические материалы. Конструкция измерительных трансформаторов, изолированных этими материалами. Исследования на заводе им. Г. Димитрова. Заключение.

Prospects of employing plastics for high tension insulation in Polish-made instrument transformers. Difficulties encountered in the production of dry H. T. transformers. Plastics. Transformer designs with plastic insulation. Experiments carried out at the G. Dymitroff Works. Conclusions.

1. Wstęp.

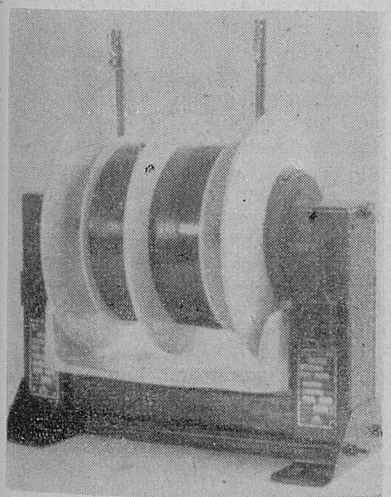
Coraz większe wymagania stawiane przekładnikom w dziedzinie ciągłości i bezpieczeństwa ruchu wskazują na konieczność opracowania konstrukcji o dużej wytrzymałości cieplnej i dynamicznej — przy zachowaniu jednocześnie dobrych własności pomiarowych, o dobrych własnościach izolacyjnych, a jednocześnie o małych wymiarach. Ponieważ przekładniki, szczególnie wnętrzowe, powinny mieć taką konstrukcję, aby w czasie eksploatacji nie groziły wybuchem lub pożarem, konieczne jest opracowanie serii przekładników suchych, która odpowiadając potrzebom energetyki zastąpiłaby pod wieloma względami już przestarzałą, produkowaną obecnie serię przekładników suchych z izolacją porcelanową.

Artykuł omawia prowadzone w Zakładzie im. G. Dymitrowa wspólnie z pracownikami Instytutu Tworzyw Sztucznych badania nad zastosowaniem tworzyw syntetycznych jako izolacji wysokiego napięcia w przekładnikach suchych.

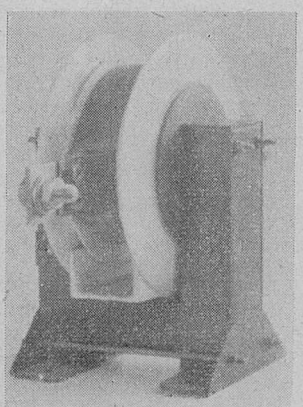
2. Przekładniki suche.

Jedną z najistotniejszych trudności nie pozwalających na szerokie zastosowanie przekładników suchych na wysokie napięcie jest zagadnienie układu izolacyjnego. Zagadnienie to do niedawna nie było ostatecznie rozwiązane, a znane układy miały lub pociągały za sobą szereg usterek i trudności, które ograniczały stosowanie przekładników suchych wyłącznie do napięć niższych rzędów. Jest wprawdzie możliwe wykonywanie przekładników suchych na napięcia do 110 kV, jednak pod względem ekonomicznym nie mogą one konkurować z konstrukcjami małoolejowymi, które zaspokajają potrzeby energetyki do urządzeń napowietrznych.

Najbardziej rozpowszechnioną konstrukcją przekładników suchych jest rozwiązanie z izolacją porcelanową. Rozwiązanie to ma szereg wad — wymaga skomplikowanych kształtów izolatorów i stawia wysokie wymagania przemysłowi ceramicznemu. Uzwojenia w przekładnikach prądowych tego typu są na ogół mniej lub więcej luźno ułożone, skutkiem czego trudno jest uzyskać wysokie wytrzymałości dynamiczne. Wytrzymałość dynamiczną w większości konstrukcji pogarsza dodatkowo konieczność stosowania ze względu na długie obwody magnetyczne i wymagane klasy dokładności — dużej liczby amperozwojów. Uzwojenia przekładników napięciowych z izolacją porcelanową, w tych wypadkach, kiedy z konstrukcji wynikają duże napięcia międzywarstwowe, muszą być dodatkowo wypełniane pastami mineralnymi lub nasycane lakierami izolacyjnymi. Jest to konieczne dla uniknięcia wyładowań niezupełnych powstających w szczelinach powietrznych, które z czasem mogłyby zniszczyć izolację. Wyładowania te powstają na skutek małej wytrzymałości elektrycznej powietrza, a większych natężeń pola elektrycznego w szczelinach, niż w dielektryku stałym w związku z różnicą stałych dielektrycznych.



Rys. 1 Przekładnik napięciowy suchy z izolacją porcelanową 10-kilowoltową produkcji krajowej



Rys. 2. Przekładnik prądowy suchy z izolacją porcelanową 6-kilowoltową produkcji krajowej

Rys. 1 i 2 pokazują krajowe konstrukcje przekładników suchych z izolacją porcelanową.

Również rozwiązania z izolacją z zalew nasuwają szereg trudności konstrukcyjnych, które powoduje to, że tego rodzaju konstrukcje są stosowane rzadziej niż z izolacją porcelanową. Główną trudność stanowi tu niewielka odporność na wyższe temperatury stosowanych materiałów, co pociąga za sobą zwykle konieczność formowania na stałe w obudowie oraz stosowania innych materiałów izolacyjnych, jak np. porcelana, na wyprowadzenia przewodów wysokiego napięcia. Materiały te paląc się ulegają stopieniu i nie zapewniają całkowitego bezpieczeństwa eksploatacji. Własności izolacyjne zalew silnie pogarszają się przy wzroście temperatury. Wskutek zmian temperatury powstają szczeliny, a wyładowania nawet niezupełne w tych szczelinach prowadzą z czasem do zniszczenia izolacji.

Opracowane niedawno konstrukcje przekładników prądowych z zastosowaniem jako izolacji tworzywa z grupy elastomerów, a mianowicie kopolimeru poliizobutylenu i izoprenu, również nie mogą znaleźć zastosowania na wyższe napięcia między innymi ze względu na trudności technologiczne, związane z koniecznością wulkanizacji w formach pod ciśnieniem.

Ze względu na wymienione trudności praktyczny zakres stosowania przekładników suchych nie przekracza zwykle 30 kV. Wyjątek stanowią tu przekładniki prądowe przepustowe o przepustach kondensatorowych, które mogą być wykonywane na najwyższe napięcia. Ponieważ jednak w przekładnikach tych prąd pierwotny jest równy co do wielkości liczbie amperozwojów, wykonanie ich na wyższe napięcia i prądy mniejsze od 75 A w potrzebnych klasach dokładności — nawet przy bardzo skomplikowanych układach kompensacyjnych — jest praktycznie niemożliwe.

Z drugiej strony wykonanie przekładników zwojnicowych suchych na małe prądy znamionowe ze względu na potrzebną wytrzymałość dynamiczną, która przy małych prądach stanowi znacznie większą wielokrotność prądu znamionowego niż przyjęte 240 I_n, natrafia na duże trudności.

W celu udoskonalenia konstrukcji przekładników suchych trwają od prawie 30 lat prace nad zastosowaniem w przekładnikach jako izolacji wysokiego napięcia tworzyw syntetycznych.

3. Tworzywa syntetyczne.

Tworzywa syntetyczne można podzielić pod względem charakteru technologicznego procesu formowania na dwie grupy: 1) grupę tworzyw utwardzalnych i 2) grupę tworzyw termoplastycznych.

Tworzywa utwardzalne otrzymuje się z materiałów, które w temperaturze pokojowej lub niewiele wyższej od pokojowej są plastyczne; otrzymuje się te tworzywa w procesie chemicznym zachodzącym pod działaniem podwyższonej temperatury, środków hartujących lub katalizatorów. Proces utwardzania jest nieodwracalny, a otrzymane tworzywa nie dają się po raz drugi formować.

Tworzywa termoplastyczne stają się pod wpływem podwyższonej temperatury plastyczne i dają się formować. Proces ten jest odwracalny i może być wielokrotnie powtarzany.

Omawiane cechy tworzyw związane są z budową cząsteczkową. Tworzywa utwardzalne mają drobiny kuliste albo liniowe wzajemnie usieciowane, gdy tworzywa termoplastyczne zbudowane są z cząsteczek liniowych nie powiązanych ze sobą, wskutek czego w wyższej temperaturze istnieje możliwość ich przemieszczania się względem siebie.

Rys. 3. Uzwojenie wysokiego napięcia przekładnika prądowego izolowane żywicą laną fenoloformaldehydową na napięcie 30 kV

Pod względem chemicznego przebiegu procesu otrzymywania tworzyw można wyodrębnić: a) tworzywa otrzymywane w reakcji polikondensacji i b) tworzywa otrzymywane w reakcji polimeryzacji.

W reakcji polikondensacji z dwóch substancji wyjściowych powstaje — pod działaniem podwyższonej temperatury i katalizatorów — trzecia z wydzieleniem produktu ubocznego, najczęściej pary wodnej, chlorowodoru itp.

Proces polimeryzacji przebiega bez powstawania produktów ubocznych i polega na łączeniu się drobin substancji wyjściowej między sobą pod działaniem podwyższonej temperatury środków hartujących i katalizatorów.

Do grupy tworzyw utwardzalnych w procesie polikondensacji należą tworzywa: 1) feneloformaldehydowe, 2) mocznikowoformaldehydowe, 3) melaminoformaldehydowe oraz szereg innych.

Lane żywice fenoloformaldehydowe z tej grupy próbowano zastosować w konstrukcjach przekładników. Rys. 3 przedstawia uzwojenie wysokiego napięcia przekładnika prądowego na napięcie 30 kV, izolowane żywicą laną fenoloformaldehydową. Próby zastosowania tego typu tworzyw nie dały jednak zadowalających wyników ze względu na znaczne obniżenie długotrwałej wytrzymałości dielektrycznej przez znajdujące się w tworzywie pęcherze, które powstają na skutek wydzielania się w procesie utwardzania pary wodnej. Zawartość pęcherzy można wprawdzie zmniejszyć przez zastosowanie w czasie utwardzania ciśnienia, komplikuje to jednak proces technologiczny, a nie zapewnia zupełnej jednorodności tworzywa. Prócz tego tworzywa te cechuje duża kruchość i mała odporność na wyładowania powierzchniowe. Przy zmianach temperatury powstają pęknięcia lub oddzielenie izolacji od metalu uzwojeń wskutek małej przyczepności tworzywa do metalu oraz różnych współczynników rozszerzalności. Wady te występują szczególnie ostro w czasie badania wytrzymałości cieplnej, gdy ulegają gwałtownemu podgrzaniu uzwojenia, a izolacja pozostaje zimna.

W grupie tworzyw termoplastycznych otrzymywanych w procesie polimeryzacji znajdują się tworzywa: 1) metakrylan metylu, 2) polistyren, 3) polioctan winylu, 4) polichlorek winylu i inne.

Tworzywa te charakteryzują się na ogół dobrymi własnościami elektrycznymi i mechanicznymi, własności te jednak silnie zależą od temperatury. Formowanie ich przedstawia również pewne trudności.

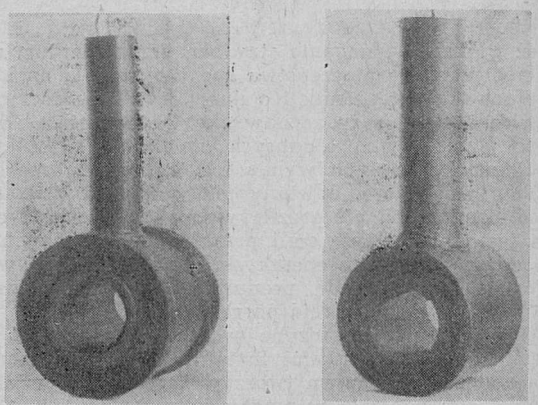
Rys. 4 przedstawia uzwojenie wysokiego napięcia przekładnika prądowego na napięcie znamionowe 10 kV w obudowie ze spawanych elementów winidurowych (polichlorek winylu).

Mimo wielu zalet tego rozwiązania, a mianowicie niskich kosztów wykonania i dobrych własności dielektrycznych przy temperaturach około 20°C, rozwiązanie to nie może znaleźć praktycznego zastosowania wskutek pełzania materiału pod obciążeniem mechanicznym już przy temperaturach niewiele przekraczających 20°C. Również własności elektryczne przy wzroście temperatury silnie się pogarszają.

Należy zaznaczyć, że konstrukcja ta, choć nie może znaleźć szerokiego zastosowania praktycznego, jest jednak wygodna przy opracowywaniu przekładników nie przeznaczonych do pracy ciągłej (np. dla laboratoriów), gdzie wykonanie izolatorów porcelanowych ze względu na małą serię powoduje zwykle szereg trudności. W tej grupie tworzyw znajdują się również niedawno opracowane tworzywa, jak np. policzterofluoroetylen, które mogłyby znaleźć zastosowanie w konstrukcjach przekładników, wykonanie ich w kraju należy jednak do dalekiej przyszłości.

W grupie tworzyw utwardzalnych w reakcji polimeryzacji znajdują się: 1) poliestry, 2) żywice etoksylinowe (epoxy).

Tworzywa te, opracowane w chemii stosunkowo niedawno, stwarzają możliwości zastosowania ich jako izolacji wysokiego napięcia w przekładnikach. Mają wysokie własności elektryczne i mechaniczne w szerokich granicach temperatur, dają się formować bezpośrednio przy pomocy lania, pozwalają na



Rys. 4. Uzwojenia pierwotne przekładników prądowych w izolacji ze spawanych elementów winidurowych na napięcie 10 kV

zmienianie swych własności w zależności od potrzeb (w pewnych granicach) bardzo prostymi środkami. Utwardzanie tworzyw z tej grupy odbywa się przez dodanie odpowiedniej ilości środków hartujących, na skutek czego pod działaniem temperatury w przedziale od 20 do 200°C — w zależności od zastosowania środka hartującego i założonego czasu hartowania — następuje usieciowanie łańcuchów równoległych tworzywa. Jako dodatków do tworzywa można używać w niewielkiej ilości plastyfikatorów oraz wypełniaczy takich, jak mączka porcelanowa, mączka kwarcowa itp.

Jakkolwiek plastyfikatory w temperaturze pokojowej mogą wpływać dodatnio na własności elektryczne i poprawiają niektóre własności mechaniczne, jednak one obniżają odporność tworzywa na wysokie temperatury. Dodatek wypełniaczy pogarsza własności elektryczne, ale zmniejsza współczynnik rozszerzalności cieplnej i zwiększa przewodność cieplną, co w pewnych zastosowaniach decyduje o użyciu materiału.

Wymienione tutaj zalety ostatniej podgrupy tworzyw spowodowały podjęcie prac nad wybraniem z łatwiej dostępnych w warunkach krajowych żywic etoksylinowych gatunku pod względem własności i technologii formowania najbardziej nadającego się w produkcji przekładników. Doboru tego należało dokonać z punktu widzenia dwóch różnych zastosowań produkcyjnych, a mianowicie a) w zastosowaniu do nasycania uzwojeń przekładników napięciowych przy jednoczesnym uformowaniu kształtów, b) w zastosowaniu do ukształtowania izolacji przekładników prądowych.

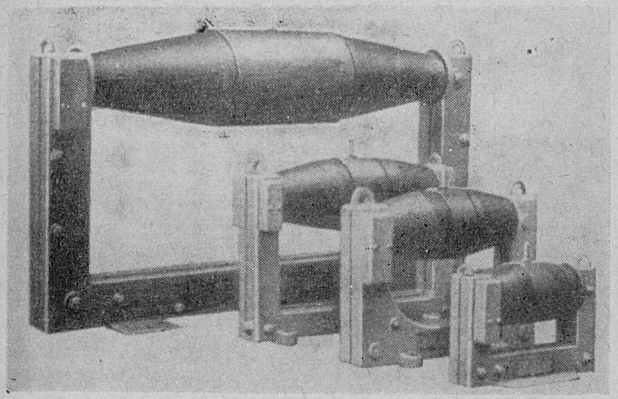
4. Przekładniki napięciowe i żywice syciwne.

W dziedzinie konstrukcji przekładników napięciowych z izolacją wysokiego napięcia z tworzyw syntetycznych można wyodrębnić dwa zasadnicze rozwiązania w zależności od układu izolacyjnego.

W rozwiązaniu pierwszym cewka wysokiego napięcia (względnie cewki w układzie dwubiegunowym) nawinięta jest ze sterowaniem pojemnościowym udarowych napięć międzywarstwowych. Żywica w wypadku rozwiązania jednobiegunowego spełnia rolę izolacji międzywarstwowej i międzyzwojowej, przy czym odstępy między warstwami uzwojenia uzysku-

je się przez owijanie warstw papierem kablowym, preszpanem itp., a odstępy między zwojami wynikają z zastosowania oplotu. W wykonaniu dwubiegunowym tego typu żywica dodatkowo izoluje cewki między sobą, oraz uzwojenie od rdzenia. Natomiast izolację między pierwszą warstwą uzwojenia od strony wysokiego napięcia a ziemią stanowi powietrze. Rozwiązanie to — oszczędne pod względem zużycia żywicy — jest jednak niekorzystne pod względem wymiarów (rys. 5).

W rozwiązaniu drugim uzwojenie wysokiego napięcia jest nawinięte bądź jak poprzednio, bądź też składa się z wielu cewek i jest całe izolowane od ziemi żywicą na pełne napięcie (rys. 6). To rozwiązanie prowadzi do konstrukcji bardziej zwartych, lecz wymagających użycia większych ilości żywicy.

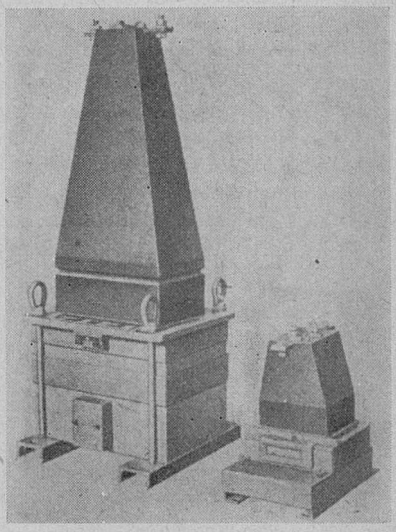


Rys. 5. Przekładniki napięciowe z jednym biegunem uziemionym izolowane tworzywem syntetycznym produkcji Moser-Glaser na napięcia 10, 20 30, 60 kV

Prócz tych rozwiązań zastosowanie żywic lanych jako izolacji w przekładnikach napięciowych pozwala na opracowanie szeregu konstrukcji specjalnych, jak przekładniki napięciowe przepustowe i inne.

W rozwiązaniach przekładników suchych izolowanych żywicami górny rząd napięcia jest praktycznie nieograniczony. Przekładniki napięciowe na napięcia wyższe od 60 kV wykonuje się zwykle w układzie kaskadowym, jakkolwiek były wykonywane już próby opracowania konstrukcji jednocewkowej nawet na napięcie 150 kV.

Charakter konstrukcji cewki wysokiego napięcia przekładnika napięciowego o dużej liczbie zwojów i większych napięciach międzywarstwowych a — co za tym idzie — i większej ilości papieru między warstwami, niż w cewkach wysokiego napięcia przekładników prądowych, stawia dodatkowe wymaganie tworzywu — wymaganie niedużej lepkości w czasie nasycania. Używana do prób żywica etoksylinowa ma w temperaturze pokojowej dużą lepkość (50 cp 80-procentowy roztwór w benzenie) i w tym stanie nie nadaje się do nasycania. Odpowiednią lepkość ma dopiero w temperaturze około 120°C, jednak w tej temperaturze — po dodaniu środka hartującego — zachodzi nieodwracalnie proces utwardzania, co powoduje stopniowy wzrost lepkości. Konieczne jest więc również, aby w początkowej fazie utwardzania lepkość nie wzrastała zbyt gwałtownie. Lepkość żywicy oraz jej zmiany w czasie nasycania można regulować — w pewnym zakresie — doborem lepkości żywicy nieutwardzonej oraz doborem środka hartującego. Możliwość zmiany lepkości żywicy nieutwardzonej ograniczona jest jednak tym, że im mniejsza jest lepkość przed utwardzeniem, tym gorsze są własności mechaniczne utwardzonej żywicy. Środki hartujące dzielą się zasadniczo na dwie grupy i przebieg utwardzenia przy zastosowaniu środków hartujących z tej samej grupy jest podobny.



Rys. 8. Przekładniki prądowe izolowane tworzywem syntetycznym (10 i 60 kV) produkcji Moser-Glaser

W czasie badań przeprowadzonych na cewkach próbnych o długości 45 mm, średnicy zewnętrznej 36 mm, średnicy wewnętrznej 12 mm — przy użyciu jako izolacji międzywarstwowej papieru kondensatorowego — osiągnięto najwyżej 3-godzinny okres czasu, w którym żywica nadawała się do nasycania. Po tym okresie następowało gwałtowne zwiększenie lepkości. Z tych względów proces technologiczny nasycania musi być tak zaprojektowany, aby w pozostającym do dyspozycji czasie żywica mogła wypełnić uzwojenie.

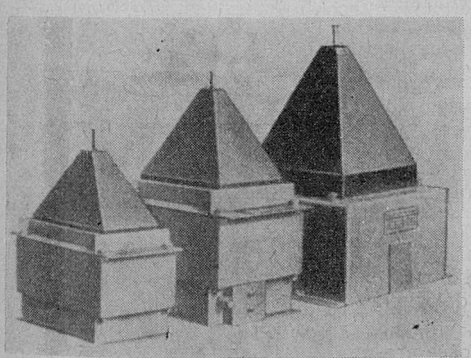
Rys. 7 przedstawia przekrój przez uzwojenie próbne nasycone żywicą etoksylinową. Badania na uzwojeniach próbnych nad zastosowaniem żywicy lanej, etoksylinowej, w jednym z wyrobów zakładu A-1 wykazują, że izolacja papierowo-żywiczna ma w stosunku do izolacji papierowo-olejowej wyższą wytrzymałość dielektryczną o 20 do 25%. Wynika to bezpośrednio z dużej wytrzymałości dielektrycznej papieru nasyconego tworzywem (około 700 kV/cm przy próbie jak dla lakieru według TU NKCHP 1013-43), jak również ze znacznie większej wytrzymałości dielektrycznej w kierunku równoległym do uwarstwienia.

5. Przekładniki prądowe.

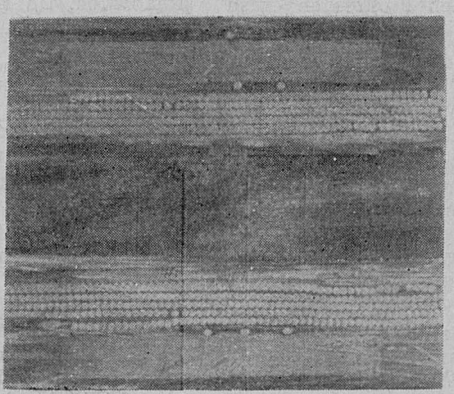
W nowych przekładnikach prądowych — z zastosowaniem jako izolacji tworzyw syntetycznych — uzwojenie wysokiego napięcia jest zalane tworzywem syntetycznym często z uzwojeniem niskiego napięcia, a niekiedy z rdzeniem, przy jednoczesnym uformowaniu izolatora wsporczego lub przepustowego. Przykłady są przedstawione na rys. 8 i 9. Rozwiązania te wymagają dużych ilości tworzywa i w warunkach krajowych raczej nie mogłyby znaleźć zastosowania ze względów ekonomicznych. Z tego powodu badania w zakładzie A-1 poszły w kierunku opracowania konstrukcji bardziej oszczędnych, w których wykorzystano doskonałą przyczepność tworzywa do porcelany. Rys. 10 przedstawia przekładnik prądowy na 10 kV, w którym cewki pierwotna i wtórna są zalane tworzywem, a wyprowadzenia wysokiego napięcia znajdują się w rurce porcelanowej zatopionej w tworzywie.

Na rys. 11 pokazane są szyny dla przekładników szynowych na nap. 10 kV. Celowe wydaje się opracowanie konstrukcji tego typu przy zastosowaniu kompensacji uchybów przez podmagnesowywanie polem rozproszenia.

Wymagania stawiane tworzywu w przekładn. prądowych różnią się od wymagań dla tworzywa w przekł. napięciowych tym, że lepkość tworzywa może być znacznie większa, natomiast własności mechaniczne muszą być znacznie lepsze.



Rys. 6. Przekładniki napięciowe z jednym biegunem uziemionym izolowane tworzywem syntetycznym produkcji Moser-Glaser na napięcia 10, 20, 30 kV



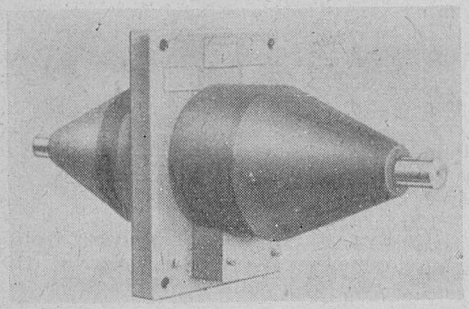
Rys. 7. Przekrój uzwojenia próbnego nasyconego żywicą etoksylinową

Kolejność od góry: uzwojenie wysokiego napięcia z izolacją międzywarstwową z papieru kondensatorowego, uzwojenie niskiego napięcia, rurka preszpanowa, rdzeń Izolację między uzwojeniem wysokiego napięcia a uzwojeniem niskiego napięcia stanowi nasycony żywicą papier kablowy.

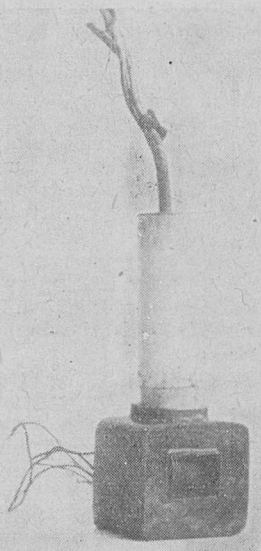
Główne trudności w dziedzinie opracowania konstrukcji przekładnika prądowego w izolacji z tworzyw syntetycznych, dotąd nie rozwiązane, mają związek z zapewnieniem dostatecznie wysokiej wytrzymałości cieplnej. W czasie prób ogrzanie się uzwojeń przy prawie niezmienionej temperaturze izolacji powodowało zwykle pęknięcia izolacji. Próby przeprowadzano na szynach przedstawionych na rys. 11. Pęknięcia następowały przy temperaturze szyny około 100°C.

6. Zagadnienia technologiczne.

Uzwojenia przekładników przed zalaniem żywicą umieszcza się w otwartych formach metalowych (rys. 12). Ściany



Rys. 9. Przekładnik prądowy przepustowy izolowany tworzywem syntetycznym (20 kV) produkcji Moser-Glaser



Rys. 10. Uzwojenia przekładnika prądowego na napięcie 10 kV izolowane żywicą etoksylinową; wyprowadzenie wysokiego napięcia w rurce porcelanowej

formy smaruje się olejem sylikonowym albo woskiem pszczelim w celu zabezpieczenia przed przyklejeniem się do nich tworzywa. W próbach przeprowadzonych u nas lepsze wyniki otrzymano przy użyciu oleju sylikonowego. Olej sylikonowy jest również dogodniejszy ze względów technologicznych.

Uzwojenia suszy się, podgrzewa do temperatury o kilka stopni wyższej od temperatury utwardzania żywicy i zalewa się żywicą. Dla uzwojeń przekładników napięciowych należy stosować nasycanie próżniowo-ciśnieniowe i wprowadzać żywicę do formy w wysokiej próżni, co dla uzwojeń przekładników prądowych nie jest konieczne.

Po nasyceniu tworzywo poddaje się utwardzaniu. Jedną z najistotniejszych trudności w początkowej fazie prac było pękanie tworzywa w czasie utwardzania lub podczas stygnięcia na skutek naprężeń wewnętrznych. Zjawisko to wyeliminowano przez dokładne opracowanie procesu utwardzania. Utwardzanie odbywa się w temperaturach i okresach czasu zależnych od zastosowanego środka hartującego. Jednakże górna granica dopuszczalnych temperatur w przypadku stosowania papieru, jedwabiu itd. jest określona odpornością cieplną tych materiałów dodatkowych.

7. Charakterystyka ogólna.

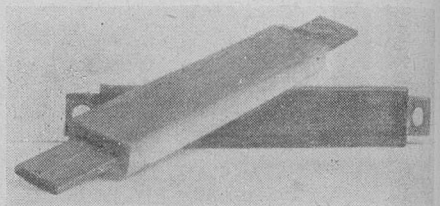
Przekładniki izolowane tworzywami sztucznymi wykonywane są zasadniczo jako wnętrzowe. Za granicą prowadzi się próby opracowania konstrukcji napowietrznych. Wykonanie napowietrzne można uzyskać przez umieszczenie wnętrza izolowanego żywicą w porcelanie. Opracowanie konstrukcji napowietrznej bez osłony porcelanowej wymaga jeszcze długich prac badawczych.

W warunkach krajowych konstrukcje przekładników izolowanych tworzywami sztucznymi mają szereg wad, które tłumaczą się następującymi okolicznościami.

1) Trudności związane z szybkim opracowaniem konstrukcji przekładników tego typu wynikają z nieprodukowania przez przemysł chemiczny potrzebnych żywic. Instytut Tworzyw Sztucznych wyprodukował w skali laboratoryjnej pewne ilości żywicy, co pozwoliło na przeprowadzenie szeregu eksperymentów mających na celu przygotowanie polskiej konstrukcji przekładników izolowanych żywicą etoksylinową. Ponieważ żywice otrzymywane przez Instytut w pierwszej fazie prac miały bardzo duży współczynnik strat dielektrycznych ($\operatorname{tg}\delta$ około 11×10^{-2}), zbadano więc wpływ procentowy zawartości środka hartującego w żywicy oraz zmian w procesie utwardzania na tę własność materiału. Ustalono najkorzystniejszy stosunek środka hartującego do żywicy oraz opracowano proces utwardzania tak, że obecnie tworzywo wykazuje $\operatorname{tg}\delta = 0{,}7 \times 10^{-2}$.

Ponieważ zastosowanie plastyfikatorów umożliwiłoby użycie żywic o większej lepkości, zapewniających lepsze własności mechaniczne utwardzonego tworzywa, wykonano próby mające na celu określenie wpływu plastyfikatora na własności elektryczne. Mimo uzyskania dobrych własności elektrycznych w temperaturze pokojowej (np. napięcia przebicia podczas próby na iskiernikach kulowych o średnicy 12,5 mm przy odległości elektrod 3 mm ponad 150 kV) nie udało się uzyskać dostatecznych własności elektrycznych w podwyższonej temperaturze.

Na jednym z wyrobów zakładu A-1 przeprowadzono próby działania w zakresie temperatur otoczenia od —40 do +80°C przy przyroście temperatury w czasie pracy około 40°C. Na uzwojeniach próbnych wykonywano próby przy —70°C. W czasie tych prób nie stwierdzono mechanicznych uszkodzeń tworzywa — pęknięć itp.



Rys. 11. Szyny do przekładników prądowych szynowych izolowane żywicą etoksylinową na napięcie 10 kV
Górna izolowana żywicą z wypełniaczem, dolna bez wypełniacza

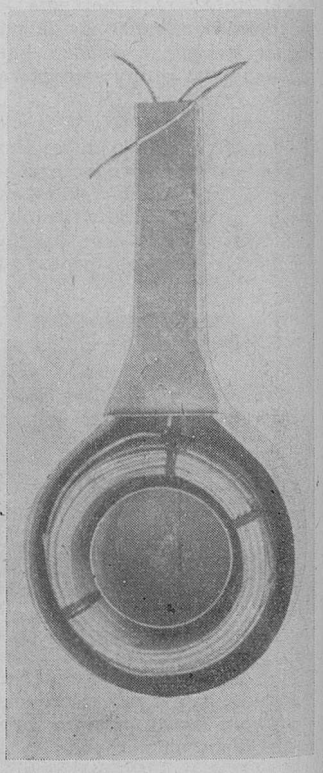
W wyniku tych badań opracowano tworzywo, z którym można przystąpić do wykonywania prób na prototypach przekładników napięciowych. Małe ilości żywicy, którymi rozporządzał Zakład A-1 w czasie prób, nie pozwoliły na opracowanie tworzywa i konstrukcji w dziedzinie przekładników prądowych. Do rozwiązania tego zagadnienia konieczne są większe ilości żywicy.

2) Wysoka cena tworzywa zmusza do bardzo oszczędnych konstrukcji nastręczających z drugiej strony duże trudności wykonawcze.

3) Deficytowość surowców wyjściowych przy produkcji żywic (np. gliceryna) jest przyczyną dalszych trudności.

4) Nieodwracalność procesu uniemożliwia dokonanie ewentualnych poprawek po utwardzeniu.

Mimo tych trudności wydaje się rzeczą celową kontynuowanie prac nad zastosowaniem żywic etoksylinowych w przekładnikach. Dobre własności mechaniczne tworzywa, możliwość powiązania zwojów ze sobą przez wypełnienie tworzywem uzwojenia, a jednocześnie możliwość zmniejszenia liczby amperozwojów przez opracowanie konstrukcji o krótkich obwodach magnetycznych, pozwalają sądzić, że tego typu konstruk-



Rys. 12. Forma metalowa z uzwojeniem przekładnika prądowego na napięcie 30 kV przed zalaniem

cje przekładników prądowych będą miały duże wytrzymałości dynamiczne. Należy się również spodziewać, że wymiary opracowanych konstrukcji będą znacznie mniejsze od rozwiązań obecnych.

Jednak ostateczną analizę celowości stosowania w produkcji rozwiązań z izolacją z żywicy etoksylinowej będzie można przeprowadzić dopiero po wykonaniu pełnych prób na prototypach. Termin tych badań uzależniony jest od otrzymania odpowiednich ilości żywic.

LITERATURA

[1] Szpor St. Nowe rozwiązania w dziedzinie suchych transformatorów mierniczych (1939)

[2] Schweitz. Verband für die Materialprüfungen der Technik. Nachträge zur Kunststofftagung vom 31. Jan. 1948. Diskussionbeiträge (Schweiz. Arch. angew. Wiss. Techn., 1949 9, 286—289)

[3] Imhof A. Einige Problemstellungen der Elektrotechnik an die Kunststoffchemie (Schweiz. techn. Zeitschr., 1949, 39, 626—631)

[4] Imhof A. Ein neuer Trocken-Spannugswandler (Bull. SEV, 1949, 13, 409—410)

[5] Imhof A. Kunstharz-Trocken-Messwandler (Bull. SEV, 1950, 19, 716—723)

[6] Pfuntner R. A., Franck R. E., d'Entremont F. R. A new Dry-Type Insulation for Instrument Transformers (AIEE Trans., 1950, 69, I, 453—458)

[7] Mc Donnell J. A., Crabtree H. E. Evaluation of Butyl Insulation for Outdoor Instrument Transformers (AIEE Trans., 1951, 70, 2021—2025)

[8] Imhof A. Fortschritte im Transformatorenbau mit besonderer Berücksichtigung der Messwandler (Elektr. und Machinenbau, 1951, 15/16, 353—360)

[9] Imhof A. L'enrobage dans la résine synthétique avec façonnage simultané, comme isolant en électrotechnique. (Rev. Gén. Electr., 61, 3, 128—133)

[10] Imhof A. Kunstharz-Trocken-Messwandler (Bull. SEV, 1952, 12, 508—514)

[11] Preiswerk A. Aethoxylinharze in der Elektrotechnik Dor Plastverarb. 1954, II)

XXXVI

MGR INŻ. KWAL MARCELI
GOŁASZEWSKI ZDZISŁAW
Zakłady im. G. Dymitrowa

Kompensacja uchybów przekładników prądowych przez podwójne rozproszenie magnetyczne

621.3.088.6:621.314.224.8:621.3.013.5

Treść. Opisano metodę Moskiewskiego Instytutu Energetycznego, polegającą na wyzyskaniu podwójnego magnetycznego rozproszenia do zmiany oporu wtórnego uzwojenia przekładników prądowych. Metoda pozwala osiągnąć ujemne wartości oporu biernego i czynnego uzwojeń wtórnych. Zjawisko może być wykorzystane do kompensacji uchybów przekładników prądowych. Przedstawiono wyniki gospodarcze uzyskane dzięki zastosowaniu tej metody w Zakładach im. G. Dymitrowa.

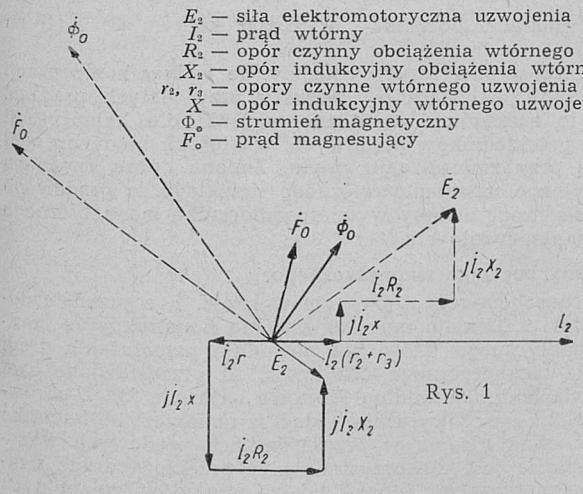
Компенсация погрешности измерительного трансформатора тока путем двойного магнитного рассеяния. Описан метод Московского Энергетического Института, состоящий в использовании такого рассеяния для изменения сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока. Метод позволяет получать отрицательные значения реактивного и активного сопротивления вторичных обмоток. Это явление можно использовать для компенсации погрешностей трансформаторов тока. Представлены экономические результаты, достигнутые при применении этого метода на заводе им. Г. Димитрова.

Compensation, by double magnetic leakage, of errors in current transformers. Description of a method advanced by the Moscow Power Institute and consisting in the utilisation of double magnetic leakage for varying the reactance of the secondary winding in current transformers. The method under reference makes possible the achievement of negative values of reactance and resistance in secondary windings. This phenomenon can be made use of for compensating current transformer errors. Economic results achieved as a result of adapting this method in the G. Dimitroff Works.

1. Zasada kompensacji bocznikiem magnetycznym.

Najlepsza ze znanych metod kompensacji uchybów przekładników prądowych — metoda opracowana teoretycznie przez G. N. Pietrowa i S. S. Okunia w Moskiewskim Instytucie Energetycznym im. Mołotowa — wykorzystuje przy pewnych określonych warunkach zjawisko ujemnego oporu wtórnego uzwojenia przekładnika.

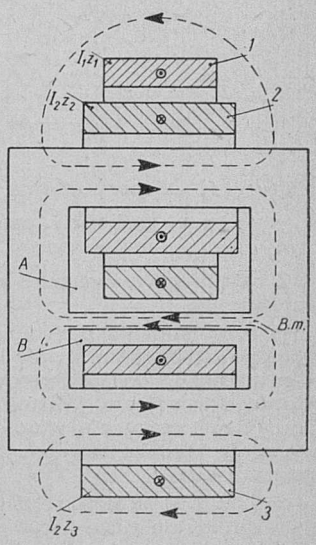
Rys. 1 pokazuje, jak można dzięki ujemnemu oporowi wtórnemu uzwojenia zmniejszyć uchybienia przekładników prądowych. Liniami kreskowanymi wykonany jest wykres wskazo-



Rys. 1

wy przekładnika nieskompensowanego oraz linią pełną wykres przekładnika skompensowanego. Jak widać z rysunku, w drugim wypadku składowe wskazu F_0 są znacznie mniejsze, co oznacza mniejsze uchybienia przekładnika; w tym drugim wypadku przedstawiono właśnie przekładnik o ujemnym oporze wtórnym.

Ujemny opór wtórnego uzwojenia przekładnika prądowego można osiągnąć wyzyskując podwójne rozproszenie magnetyczne. W tym celu należy wtórne uzwojenie przekładnika prądowego podzielić między dwa słupy rdzenia, jak na rys. 2, z liczbami zwojów z_2, z_3. Przy połączeniu szeregowym tych części liczba amperozwojów wtórnych jest $I_2z_2 + I_2z_3$.



Rys. 2

Uzwojenie pierwotne o z_1 zwojach jest nawinięte na jednej cewce uzwojenia wtórnego. Dla powiększenia rozproszenia pomiędzy uzwojeniami dodany jest bocznik magnetyczny. Na rys. 2 liniami kreskowanymi pokazane są strumienie rozproszenia.

Jeżeli założymy, że amperozwoje pierwotne równają się amperozwojom wtórnym, to możemy napisać:

$$-\dot{I}_1z_1 = \dot{I}_2(z_2 + z_3),$$

z czego wynika, że amperozwoje wywołujące rozproszenie w oknie A są

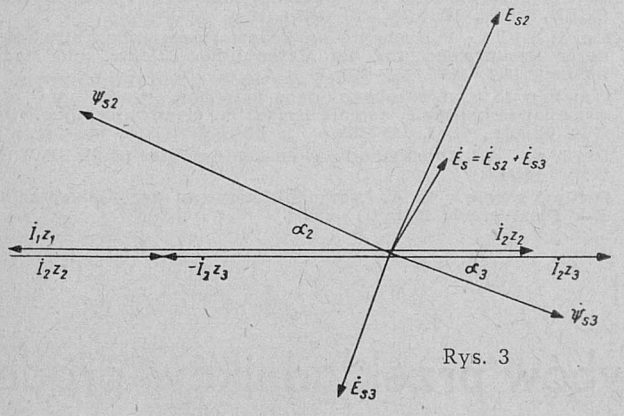
$$\dot{I}_1z_1 + \dot{I}_2z_2 = -\dot{I}_2z_3,$$

tzn. są równe amperozwojom, wywołującym rozproszenie w oknie B ze znakiem ujemnym. Zjawisko podwójnego magnetycznego rozproszenia przejawia się w ten sposób, że pole rozproszenia wywołane pierwotnym uzwojeniem powoduje powstanie we wtórnym uzwojeniu przekładnika siły elektromotorycznej $\dot{E}_{s2}$ wyprzedzającej prąd $\dot{I}_2$. Wypadkowa sił elektromotorycznych $\dot{E}_s = \dot{E}_{s2} + \dot{E}_{s3}$ jest stosunkowo niewielka (rys. 3). E_s wyprzedza prąd $\dot{I}_2$ w wypadku gdy $\dot{E}_{s2} > \dot{E}_{s3}$. Znaczna część strumienia rozproszenia jest skupiona w rdze-

niu, strumień ten powoduje dodatkowe straty w żelazie, które określają przesunięcia fazowe α_2 i α_3 między prądami i odpowiednimi strumieniami magnetycznymi.

Stosując metodę symboliczną możemy napisać:

$$-\dot{I}_2 (r_{c3} + jx_3) = \dot{E}_{s3},$$
$$\dot{I}_2 (r_{c2} + jx_2) = \dot{E}_{s2},$$



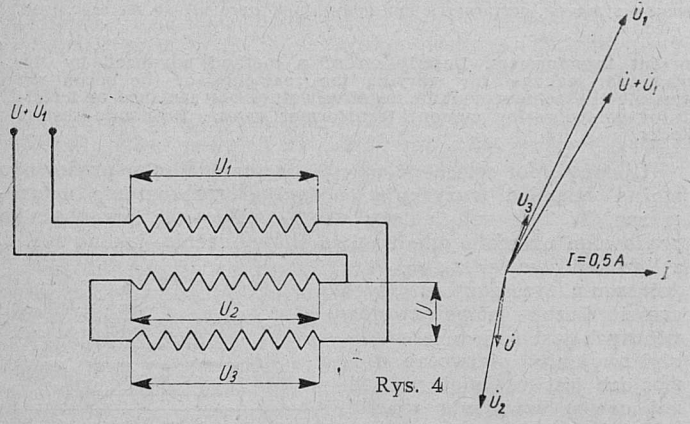
Rys. 3

gdzie r_{c2}, r_{c3} oznaczają opory czynne zastępcze, określające straty pola rozproszenia:

$$\dot{E}_s = \dot{E}_{s2} + \dot{E}_{s3} = -\dot{I}_2 [(r_{c3} - r_{c2}) + j (x_3 - x_2)].$$

Pełny spadek napięcia na wtórnym uzwojeniu otrzymamy przez dodanie $\dot{E}_s$ oraz czynnego spadku napięcia na uzwojeniu:

$$\dot{I}_2 (r_2 + r_3) - \dot{E}_s = \dot{I}_2 [(r_2 + r_3 + r_{c3} - r_{c2}) + j (x_3 - x_2)] = \dot{I}_2 (r + jx),$$



Rys. 4

gdzie r_2 i r_3 — opory czynne uzwojeń 2 i 3,

r i x — całkowity opór czynny i indukcyjny uzwojenia wtórnego.

Z ostatniego równania możemy wyciągnąć następujące wnioski:

)1 Przy istnieniu podwójnego rozproszenia magnetycznego mogą powstać warunki, przy których $x = x_3 - x_2 \gtrless 0$, można więc otrzymać dodatni, zerowy lub ujemny opór indukcyjny wtórnego uzwojenia. Wartość dodatnia lub ujemna oporu indukcyjnego uzwojenia wtórnego zależy od wymiarów geometrycznych rdzenia, uzwojeń, bocznika magnetycznego oraz od stosunku z_2/z_3.

2) Istnienie strat w żelazie związanych z polem podwójnego rozproszenia może dać $r = r_2 + r_3 + r_{c3} - r_{c2} \gtrless 0$. Gdy $r_{c3} > r_{c2}$, straty w żelazie powodują wzrost oporu czynnego uzwojeń. Gdy $r_{c2} = r_{c3}$, nie mają one wpływu; natomiast gdy $r_{c2} > r_{c3}$, zmniejszają one opór czynny uzwojeń, a gdy $r_{c2} > r_2 + r_3 + r_{c3}$, opór czynny przybiera wartość ujemną. Zjawisko to wydaje się paradoksalne, znajduje jednak potwierdzenie w praktyce.

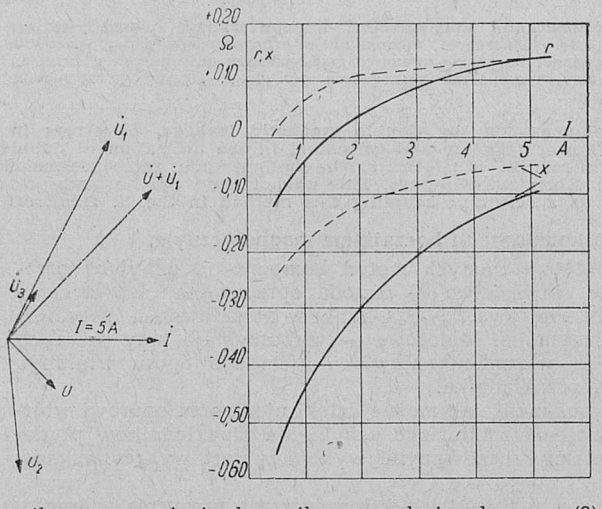
Doświadczalnie potwierdzono powyższe teoretyczne rozważania w Moskiewskim Instytucie Energetycznym (wg Pietrowa i Okunia) na przekładniku prądowym z bocznikiem magnetycznym o polu podwójnego rozproszenia dostatecznie silnym i o znacznych stratach w żelazie. W celu ułatwienia pomiarów wykonano przekładnik o przekładni 5/5A, uzwojenia pierwotne i wtórne połączono w szereg przeciwsobnie (rys. 4) przy liczbie zwojów $z_1 = z_2 + z_3$.

Pomiarów dokonano przy prądach od 0,5 A do 5 A. Napięcia mierzono metodą kompensacyjną, przy czym dla celów kontrolnych oprócz napięcia wypadkowego po stronie wtórnej U mierzono również napięcia $U + U_1$ oraz U_1. Przy opisanych warunkach doświadczenia powstawało tylko pole magnetyczne rozproszenia, mierzone napięcia były uzależnione tylko od czynnych i biernych (indukcyjnych) oporów uzwojeń.

Wykresy na rys. 4 wykonano na podstawie wyników pomiarów. Rys. 5 pokazuje liniami ciągłymi, jak zmienia się wypadkowy opór indukcyjny oraz wypadkowy opór czynny wtórnego uzwojenia w zależności od prądu. Liniami kreskowanymi są przedstawione wyniki przy boczniku o przekroju 2,5 raza mniejszym. Charakterystyki te potwierdzają, że przy zmianach prądu oraz parametrów bocznika magnetycznego występują bardzo znaczne zmiany indukcyjnego oraz czynnego oporu uzwojenia wtórnego.

Przy ujemnej wartości oporu indukcyjnego wskaz prądu $\dot{I}$ wyprzedza wskaz napięcia $\dot{U}$. W wypadku, kiedy opor czynny również ma wielkość ujemną, wskaz $\dot{I}$ wyprzedza wskaz $\dot{U}$ o kąt większy od 90^0. Wtedy napięcie na całym wtórnym uzwojeniu może być mniejsze od napięć na poszczególnych częściach. Wpływ podwójnego rozproszenia magnetycznego na opór indukcyjny i czynny jest większy przy mniejszych prądach, gdy bocznik magnetyczny nie jest jeszcze nasycony.

Dla lepszego zobrazowania wpływu podwójnego rozproszenia magnetycznego na uchyby przekładnika wykonano: a) pomiary uchybów przekładnika IBO, 600 Az z bocznikiem magnetycznym uzyskując wyniki, które przedstawiają krzywe (1) i (2) na rys. 6 i 7; b) pomiary uchybów tego samego przekładnika po usunięciu bocznika uzyskując krzywe (3) i (4) na rys. 6 i 7.



Rys. 5

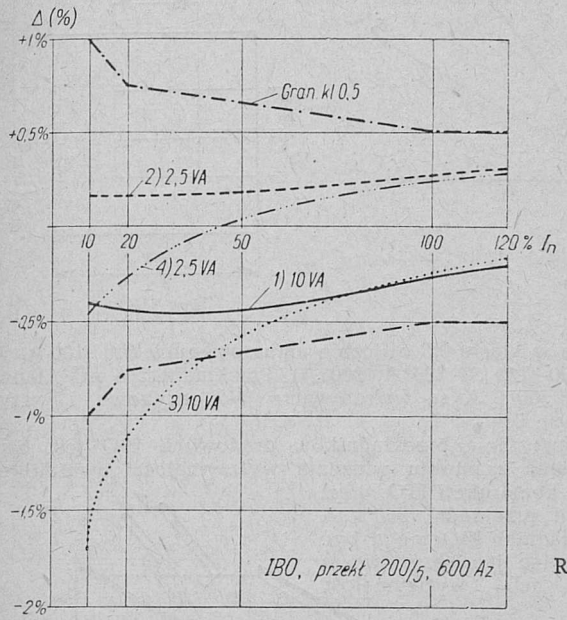
Z wykresów powyższych widzimy, że wpływ kompensacji magnetycznej jest znacznie większy przy małych prądach. Stwarza to szczególnie korzystne warunki dla kompensacji uchybów przekładników prądowych, w których błędy na ogół wzrastają przy zmniejszaniu prądu. Zmiana oporu czynnego i indukcyjnego uzwojenia wtórnego przekładnika prądowego odbywa się drogą zmiany wymiarów bocznika magnetycznego oraz stosunku zwojów z_2/z_3.

2. Odmiany bocznika magnetycznego.

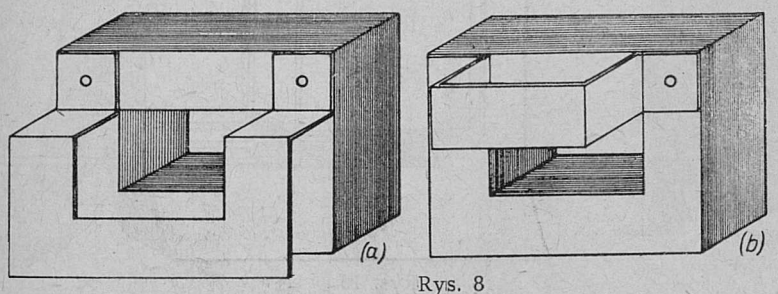
Poza sposobem rozpatrywanym w rozdz. 1, a przedstawionym na rys. 2, istnieją inne rozwiązania konstrukcyjne bocznika magnetycznego, które nie powodują przedłużenia drogi strumienia magnetycznego. Na rys. 8 są przedstawione dwa rozwiązania bocznika według Pietrowa i Okunia [3]. Z porównania rys. 2 z rys. 8 wyraźnie widać, iż umieszczenie bocznika wewnątrz okna rdzenia w przekładnikach prądowych wysokiego napięcia jest niekorzystne, gdyż przedłuża drogę strumienia magnetycznego, która i tak ze względów izolacyjnych jest bardzo długa.

Ten sposób wykonania bocznika wydaje się szczególnie korzystny, gdyż bocznik jest zupełnie oddzielony od rdzenia dając większe możliwości regulacji. Istnieją następujące możliwości doboru najkorzystniejszych warunków korekcji magnetycznej: 1) zmiana miejsca styku bocznika z rdzeniem, 2) zmia-

na przekroju bocznika, 3) zmiana powierzchni styku bocznika z rdzeniem, 4) zmiana stosunku zwojów z_2/z_3 przy stałej sumie $z_2 + z_3$. Tą metodą przeprowadzono próby obniżenia amperozwojów w przekładniku *130*. Wyniki, świadczące o celowości stosowania boczników, są przedstawione na rys. 9 i 10 w postaci krzywych uchybów: (1) dla przekładnika na 1200 Az; (2) dla przekładnika z obniżonym przepływem do 900 Az; (3) dla przekładnika z obniżonym przepływem, ale po dodaniu bocznika magnetycznego.

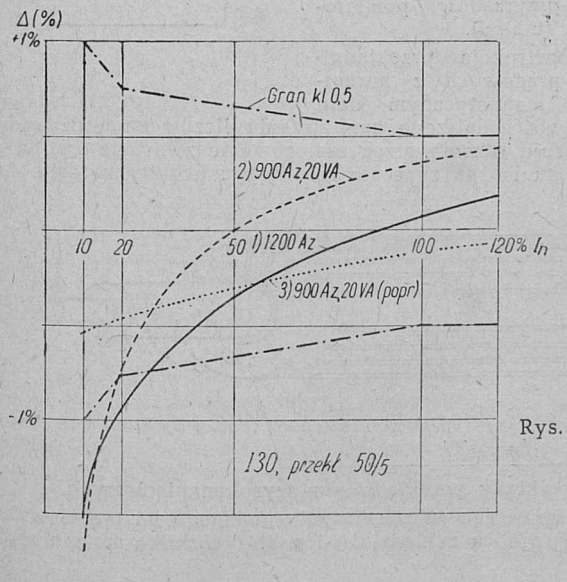


Rys. 6



Rys. 8

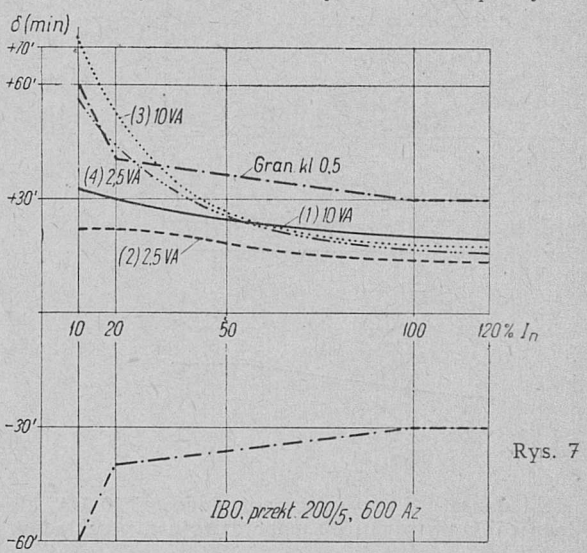
Zdarza się niejednokrotnie, że przekładnik o niezwykle małym uchybie prądowym (Δ), który został skorygowany bocznikiem magnetycznym, ma duże uchyby kątowe (δ) nie dające się poprawić przez zmianę parametrów bocznika. Wówczas bardzo pomocny może być zwój zwarty. Wprawdzie pogarsza on uchyb prądowy, ale w przypadku, kiedy uchyb przekładniowy jest bardzo mały, nie stanowi to przeszkody.



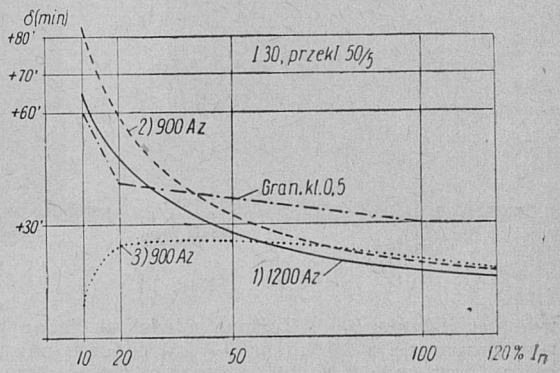
Rys. 9

Rys. 11 przedstawia uchyby kątowe przekładnika z bocznikiem magnetycznym: *1* i *2* — bez zwoju zwartego, *3* i *4* — ze zwojem zwartym *).

Rys. 12 wyjaśnia na wykresie wskazowym działanie zwartego zwoju, założonego na górną część rdzenia. Dla uproszczenia przyjęto, że opór zwartego zwoju jest wyłącznie czynny, a więc prąd $\dot{I}_{zw}$ jest w fazie z siłą elektromotoryczną. O wielkość $\dot{I}_{zw}$ musi się powiększyć prąd magnesujący $\dot{I}_0$ dzięki czemu przesuwa go w kierunku $\dot{I}_2$. Z rysunku widać, że uchyb kątowy zmalał, natomiast uchyb przekładniowy powiększył się. Przy stosowaniu zwartego zwoju dla dodatkowej kompensacji uchybów należy pamiętać o tym, że musi on być tak



Rys. 7



Rys. 10

zaprojektowany, by nie uległ uszkodzeniu wskutek zbytniego nagrzania przy próbie na obwód rozwarty.

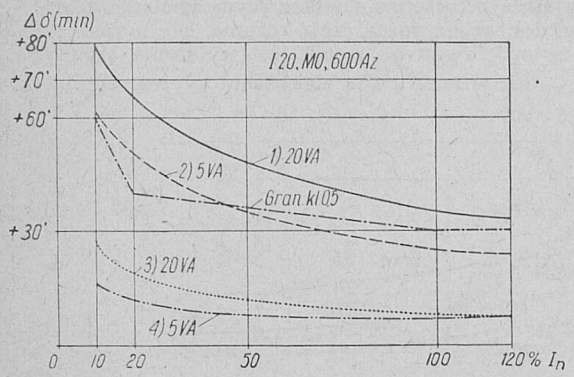
3. Przykład przekładników IBO.

Na podstawie rozważań w rozdz. 1 opracowano w Zakładach im. G. Dymitrowa nową konstrukcję przekładników prądowych niskiego napięcia typu IBO. W wyniku licznych eksperymentów ustalono nowy kształt rdzeni, wytłaczanych wraz z bocznikiem magnetycznym. Stałe powiązanie bocznika z rdzeniem było podyktowane dążeniem do całkowitego usunięcia szczeliny między bocznikiem a rdzeniem oraz dążeniem do uproszczenia regulacji uchybów, co było konieczne przy masowej produkcji wymienionych przekładników.

Rys. 13 przedstawia rdzeń przekładnika na 500/5 A. Kształt zewnętrzny był między innymi podyktowany dążeniem do wyzyskania wielkiej ilości odpadków blachy transformatorowej. Strona ekonomiczna nowej konstrukcji przedstawia się bar-

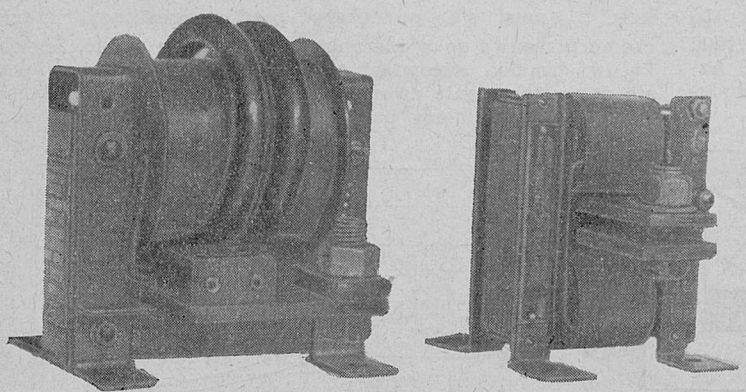
*) Wykresy ilustrujące wpływ zwartego zwoju pochodzą z prac inż. A. Jerzykiewicza w Zakładach im. G. Dymitrowa.

dzo korzystnie. Porównajmy na przykład przekładnik dotychczasowej konstrukcji IT0500/5A z nowoopracowanym przekładnikiem IB0500/5A (rys. 14). Oba rozwiązania zapewniają



Rys. 11.

klasę dokładności 0,5 przy mocy znamionowej 10 VA, ale gdy przekładnik ITO wymaga 1500 amperozwojów, przekładnik IBO

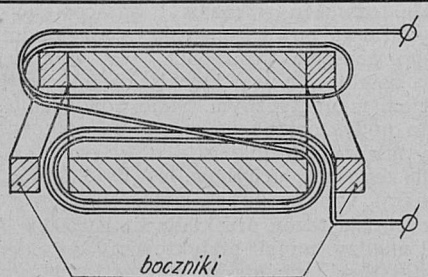


Rys. 14

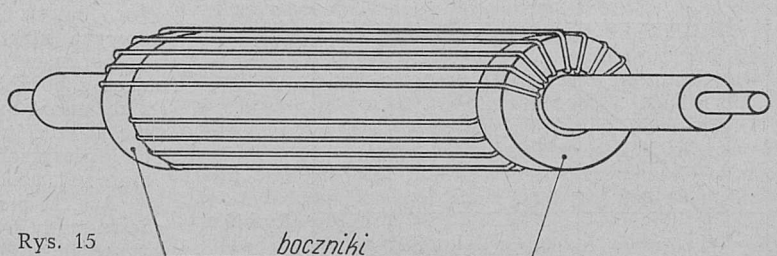
wymaga jedynie 500. Zużycie miedzi na jeden przekładnik zmniejszyło się z 2,7 kg na 0,7 kg, co daje poważne roczne oszczędności miedzi (w 1953 r. łącznie 36 ton). Poza tym osiągnięto duże oszczędności na blasze transformatorowej oraz gumoidzie.

Tablica I. Liczba przetężeniowa przekładnika JBO 100/5 A 10 VA kl. 0,5

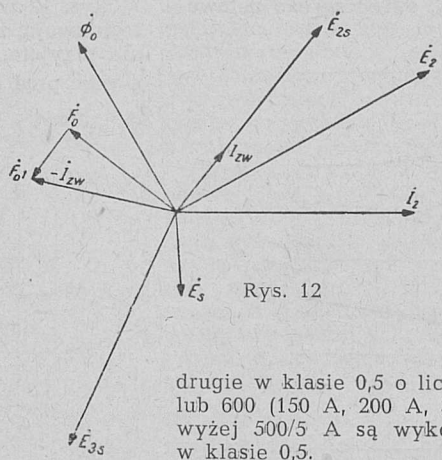
D	5 VA, cos φ = 0,8	10 VA, cos φ = 0,8	15 VA, cos φ = 0,8	20 VA, cos φ = 0,8
5 %	11,5	9,0	6,5	4,8
10 %	14	10,7	8,0	6,2



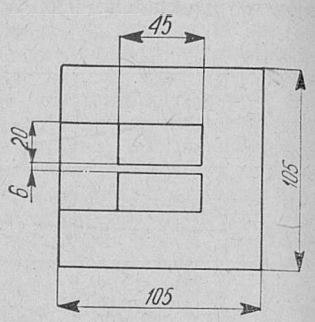
Rys. 15



Przekładniki prądowe niskiego napięcia IBO są wykonywane o następujących katalogowych przekładniach: 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 500/5, 750/5, 1000/5, 1500/5 A. Na życzenie odbiorców wykonywane są również przekładnie poniżej 100/5 A. Przekładnie katalogowe od 100/5 A do 300/5 A mają dwa rozwiązania: jedno w klasie 1 o liczbie amperozwojów 300,



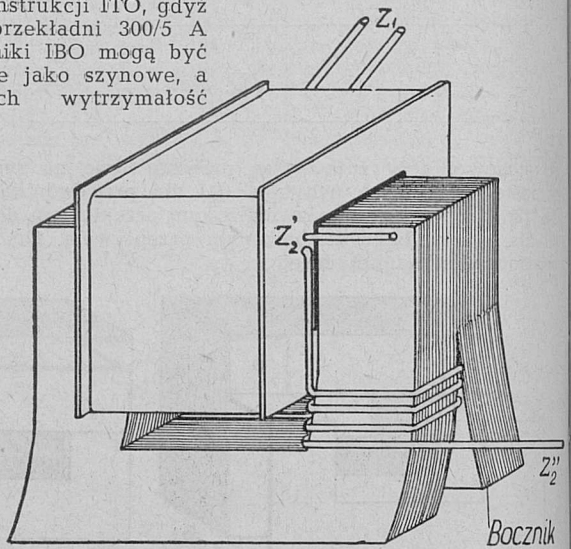
Rys. 12



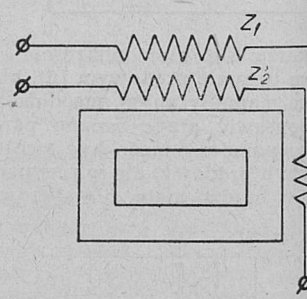
Rys. 13

drugie w klasie 0,5 o liczbie amperozwojów 500 (100 A, 500 A) lub 600 (150 A, 200 A, 300 A). Przekładniki o przekładni powyżej 500/5 A są wykonywane jako szynowe i wszystkie w klasie 0,5.

Konstrukcja przekładników prądowych IBO jest bardziej korzystna z punktu widzenia wytrzymałości zwarciowej od starej konstrukcji ITO, gdyż już od przekładni 300/5 A przekładniki IBO mogą być wykonane jako szynowe, a więc ich wytrzymałość zwarciowa może być bardzo duża. Niska liczba przetężeniowa, którą mają przekładniki z bocznikiem magnetycznym, jest także bardzo korzystna, gdyż stwarza naturalne zabezpieczenie przyrządów pomiarowych (tabl. I).



Rys. 16



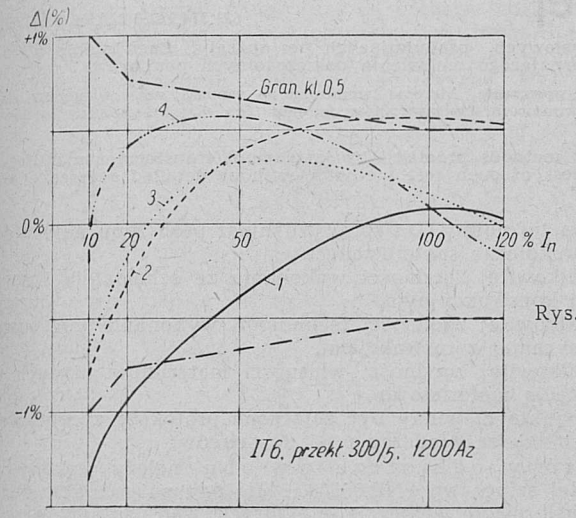
Konstrukcja przekładników prądowych z bocznikiem magnetycznym daje możliwości dalszego zmniejszenia liczby amperozwojów lub przekroju rdzenia przez zastosowanie zwartego zwoju, dzięki któremu można znacznie zmniejszyć uchyby kątowe.

4. Przykłady przekładników wysokonapięciowych.

Nawiązując do rozwiązania podanego na rys. 8 wykonano szereg prób w zakładzie A-1, z których kilka może służyć jako

przykład dalszych możliwości wyzyskania bocznika magnetycznego do poprawy uchybów przekładników prądowych wysokiego napięcia.

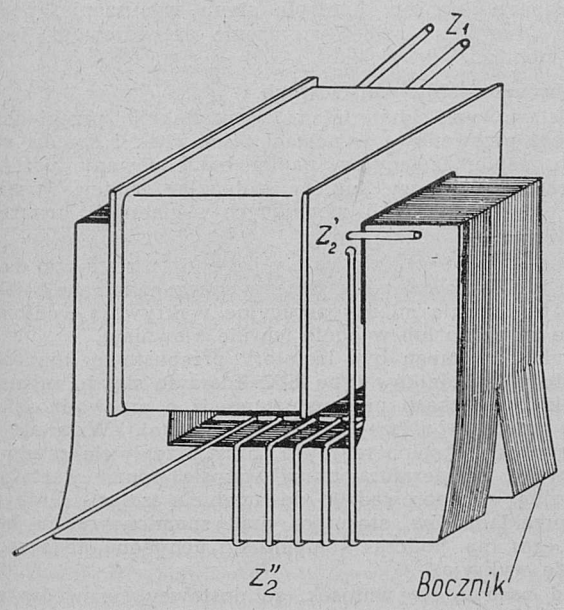
Próby wykonane z przekładnikami przepustowymi typu JPK wykazały, iż dzięki tej metodzie można zmniejszyć znacznie wymiary rdzenia oraz zużycie miedzi (rys. 15).



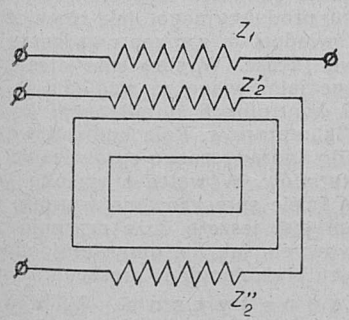
Rys. 17

Wykonano również próby zastosowania bocznika do przekładników serii JT oraz J, wzorując się na rozwiązaniu podanym na rys. 8, a jednocześnie dążąc do wprowadzenia bocznika przy jak najmniejszych zmianach konstrukcyjnych zastosowano na bocznik normalne blachy rdzeniowe. Wykonując pomiary funkcji grubości bocznika oraz dobierając z_2/z_2'' ustalono najkorzystniejsze warunki, podane niżej. Rdzeń przekładnika podzielono w dolnej części na dwie równe części i na jednej z połówek nawinięto uzwojenie pomocnicze (z_2''), które było połączone w szereg z uzwojeniem wtórnym (rys. 16). Uzyskane wyniki ilustrują wykresy na rys. 17. Uchyby przekładniowe są tam przedstawione w funkcji prądu przy różnych liczbach zwojów w uzwojeniu dodatkowym:

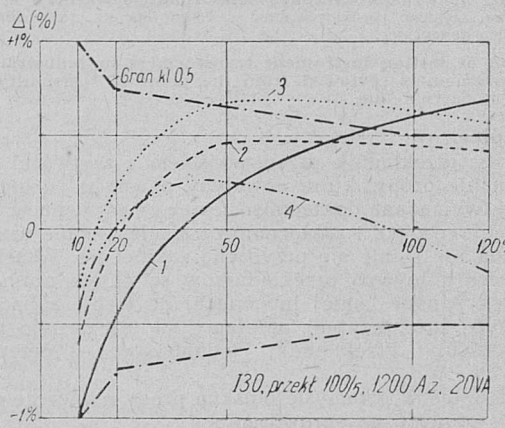
1 — dla przekładnika bez korekcji magnetycznej,
2 — przy 8 zwojach na uzwojeniu dodatkowym,
3 — przy 13 zwojach na uzwojeniu dodatkowym,
4 — przy 18 zwojach na uzwojeniu dodatkowym.



Rys. 18



Z rys. 17 widać, jak krzywe *2*, *3*, *4* zaginają się w porównaniu z krzywą *1*. Choć wyniki były pozytywne, nie wprowadzono tej metody do produkcji ze względu na trudności technologiczne.



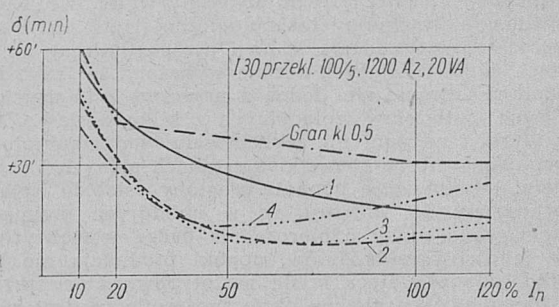
Rys. 19

W przekładnikach prądowych olejowych serii *J* metoda kompensacji uchybu została wprowadzona w wypadkach niemożliwości uzyskania właściwej klasy dokładności wskutek złej blachy transformatorowej, np. o stratności 1,4 — 1,5. W tym przypadku rdzeń dzielono na połowy, uzwojenie pomocnicze (z_2'') nawijano na dolnej części jednej połowy, co jest przedstawione na rys. 18. Ten sposób korekcji magnetycznej pozwalał przy małych zmianach konstrukcyjnych znacznie poprawić uchyby przekładnika. Krzywe na rys. 19 i 20 przedstawiają uchyby przy różnej liczbie zwojów dodatkowych:

1 — bez korekcji magnetycznej,
2 — przy 15 zwojach na dolnej części rdzenia,
3 — przy 17 zwojach na dolnej części rdzenia,
4 — przy 27 zwojach na dolnej części rdzenia.

5. Wnioski.

Metoda kompensacji uchybów przekładników prądowych za pomocą bocznika magnetycznego daje bardzo dobre wyniki i duże oszczędności materiałowe. Obecnie stosuje się tę metodę w produkcji przekładników niskiego napięcia typu IBO. Przewiduje się zastosowanie również do przekładników prądowych wysokiego napięcia, a w szczególności do przekładników na 10 kV.



Rys. 20

LITERATURA

[1] Pietrow G. N. i Okuń S. S. Kompiensacja pogriesznostiej transformatorow toka podmagniczivanjem sierdiecznika polem rassiejanja (Elektriczestwo, 1946, 8)

[2] Pietrow G. N. i Okuń S. S. Ob otricatielnom soprotiwlenji wtoricznoj obmotki transformatora (Elektriczestwo, 1950, 5)

[3] Pietrow G. N. i Okuń S. S. Transformatory toka s kompiensacjej pogriesznostiej po mietodu MEJ (Elektriczestwo, 1952, 12)

XXXVII

MGR INŻ. AULEYTNER KAZIMIERZ
INŻ. MAKOWSKI ZBIGNIEW
INŻ. ZALEWSKI JAN
Zakłady im. G. Dymitrowa

Metody badań przekładników w praktyce przemysłowej

621.314.222.8/224.8:621.312.001.2

Treść. Metody badań przekładników stosowane w zakładach przemysłowych, produkujących te aparaty. Zagadnienie ujęto z punktu widzenia celowości i skuteczności metod pomiarowych bez wyczerpującego omówienia poszczególnych pomiarów.

Методы испытания измерительных трансформаторов в промышленной практике. Методы, принятые на заводах, изготовляющих эти трансформаторы. Вопрос рассматривается с точки зрения целесообразности и эффективности измерительных методов без исчерпывающего обсуждения отдельных измерений.

Method of testing instrument transformers in industrial practice. Test methods practised by instrument transformer manufacturers. The problem is reviewed from the point of rationality and effectiveness of such test methods, without detailed reference to individual test carried out.

1. Uwagi ogólne.

Każdy nowy przekładnik przed wyjściem z wytwórni winien przejść takie próby, które dawałyby pewność, że będzie on pracował z wymaganą dokładnością oraz że zarówno w warunkach normalnych, jak i zakłóceniowych, nie ulegnie uszkodzeniu lub sam nie stanie się przyczyną zakłócenia. Wszelkie próby odbiorcze gotowych przekładników są objęte normami poszczególnych państw, mniej lub więcej do siebie zbliżonymi. W praktyce produkcyjnej opieramy się na normie polskiej PN/E-06500: „Przekładniki jednofazowe — przepisy ogólne".

Stosowane dotąd w przemyśle polskim próby odbiorcze wyrobu polegały głównie na sprawdzaniu:

a) izolacji głównej (wysokiego napięcia),

b) izolacji niskiego napięcia,

c) izolacji międzyzwojowej przy podwyższonej częstotliwości (przekładników napięciowych),

d) izolacji międzyzwojowej przy 50 Hz (przekładników prądowych),

e) uchybów w zwykłych warunkach pracy.

W próbach typu były ponadto przeprowadzane badania nagrzewania prądem znamionowym (raczej 1,2 I_{zn}) oraz próby udarowe. W ostatnim czasie, dzięki rozbudowie laboratoriów katedry wysokich napięć i przyrządów rozdzielczych Politechniki Gdańskiej, przystąpiono do badań wytrzymałości zwarciowej i pomiarów liczby przetężeniowej.

Jak wykazała praktyka eksploatacyjna, same próby według norm, szczególnie w zastosowaniu do przekładników napięciowych na najwyższe napięcia, okazały się niewystarczające. Zdarzały się wypadki, że przekładniki napięciowe, które przeszły próby z wynikiem dodatnim, w eksploatacji w krótkim czasie ulegały uszkodzeniu. Analizy uszkodzeń wykazały, że przewidziane normami próby izolacji nie mogły wykryć pewnych wad materiałowych. Przyczyny należy szukać w niedostatecznym zakresie norm, w niedostatecznym sprecyzowaniu warunków technicznych na materiały wejściowe, bądź też w zaniedbaniu dyscypliny technologicznej i odbioru materiałów. Obszerniejsze badania izolacji przeprowadzone na kilku aparatach odpowiadających normie wykazały, że jedne z nich były dobre, a drugie złe. Jedną z przyczyn było użycie niejednolitych materiałów izolacyjnych z kilku dostaw. Zwykłe próby wyrobu na ogół nie wykazywały wad materiałowych, a przeprowadzanie na wszystkich sztukach pełnych badań byłoby zbyt kosztowne, a ponadto mogłoby osłabiać izolację.

Dochodzimy do wniosku, że w niektórych przypadkach znormalizowane próby odbiorcze nie dadzą właściwych kryteriów jakości przekładników, dopóki produkcja nie będzie jednolita, odpowiadająca ściśle prototypowi, który przeszedł pełne badania. Jako główne okoliczności, decydujące o jakości wyrobu, można wskazać:

a) wymiary głównych części składowych,

b) materiały stosowane do wykonania zasadniczych części,

c) połączenia uzwojeń,

d) technologię wykonania.

Ażeby zapewnić należytą jakość wyrobu, powinno się wykonywać kolejno następujące badania i próby.

1) Badania prototypu obejmujące wszystkie właściwości skonstruowanego aparatu. Próby mogą być przeprowadzane w rozszerzonym i obostrzonym zakresie w stosunku do wymagań norm. Określenie granicznych wartości wytrzymałościowych jest pożądane.

2) Próby odbiorcze typu wykonuje się od czasu do czasu na pojedynczych sztukach, wybieranych z aparatów przygotowanych do odbioru. Próby te powinny odpowiadać normie PNE-06500. Może zachodzić konieczność uzupełnienia tej normy. Do sprawozdania z prób typu należy dodać protokólarne stwierdzenie:

a) całkowitej zgodności wykonania ze schematem i z rysunkiem konstrukcyjnym,

b) całkowitej zgodności technologii wykonania (np. suszenia, nasycania) z instrukcjami,

c) całkowitej zgodności własności materiałów użytych ze specyfikacją materiałową.

Do punktu c) winny być załączone protokóły z prób wejściowych lub zaświadczenia od dostawców.

3) Próby odbiorcze wyrobu należy wykonywać na każdej sztuce wg PNE-06500. Mają one na celu stwierdzenie transformacji, wykrycie niektórych wad izolacji, sprawdzenie ważniejszych wymiarów. Ważnym uzupełnieniem są próby wejściowe materiałów oraz próby międzyoperacyjne. Pierwsze z nich winny stwierdzić, że materiały używane do produkcji zgodne są z ustalonymi warunkami technicznymi i nie różnią się od materiałów użytych do prototypu. Próby międzyoperacyjne, np. kontrola stanu wysuszenia, pomiary uchybów, mają na celu stwierdzenie prawidłowości technologii i montażu.

2. Próby materiałów wejściowych.

Podstawowymi materiałami w produkcji przekładników są: miedź przewodowa w postaci taśm, linek i drutów nawojowych, papier izolacyjny, papier bakielizowany, porcelana, olej transformatorowy, lakiery izolacyjne, materiały magnetyczne, stal konstrukcji mocujących i materiały uszczelniające.

Materiały izolacyjne i przewodowe. Jakość tych surowców decyduje w znacznej mierze o jakości wyrobów. Badania międzyoperacyjne wykrywają wady materiałowe za późno lub w ogóle ich nie ujawniają.

Przykładem mogą być izolatory przepustowe kondensatorowe do przekładników typu IPK. Zdarzyło się, że zastosowano w kilku sztukach przepustów miedź o przewodności właściwej znacznie niższej od przewidzianej. Wskutek tego w warunkach eksploatacyjnych, przy przepływie prądu znamionowego, temperatura pracy wzrosła ponad wartość dopuszczalną, co doprowadziło do przebicia izolacji. Próby wyrobu przekładników, stosujące prąd znamionowy na bardzo krótki czas (np. podczas kompensacji uchybów), tego rodzaju wad nie wykryją.

Stąd nasuwa się wniosek, że dostawcy surowców winni wzmocnić kontrolę procesu produkcyjnego, jak również zaopatrywać swe wyroby w świadectwa z przeprowadzenia prób gwarantujących przepisową jakość. Wystawianie atestów na produkty wejściowe ma specjalną wagę ze względu na trudność dublowania operacji kontrolnych u odbiorcy: konieczność znacznej rozbudowy laboratoriów. Rola kontroli wejściowej winna ograniczać się do sporadycznego sprawdzania ważniejszych właściwości materiałów. W walce o wysoką jakość surowców dużą pomocą są ściśle sprecyzowane warunki techniczne odbioru. Tymczasem jest jeszcze dużo artykułów, dla których brak norm państwowych, jak np. guma olejoodporna, papier bakielizowany, koszulki izolacyjne, preszpan.

Materiały magnetyczne. W produkcji przekładników jakość rdzeni odgrywa wielką rolę. Przekładniki prądowe wymagają według naszych doświadczeń blachy transformatorowej o stratności przy indukcji 10×10^3 gausów nie większej niż 1,2 ... 1,3 W/kG i o przenikalności początkowej przy 20 milierstedach większej niż 600. Tymczasem dostawy blachy transformatorowej są bardzo różne, jakość jest niekiedy bardzo niska.

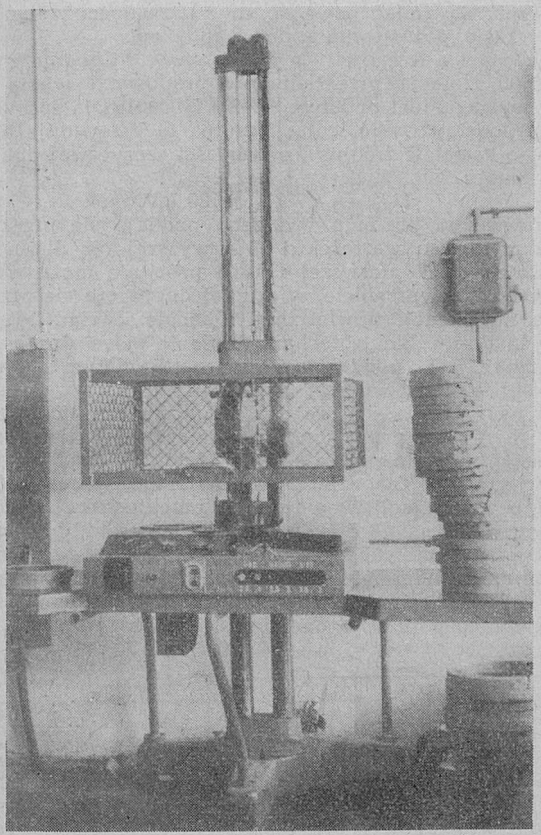
Dla konstruktora konieczna jest znajomość:

a) krzywej magnesowania w zakresie indukcji od 50 gaussów do silnego nasycenia,

b) krzywej współczynnika strat tg δ (δ — kąt zawarty pomiędzy wektorem prądu biegu jałowego a jego składową bierną) w funkcji indukcji.

Obliczenie przekładnika jest niemożliwe bez znajomości tych własności magnetycznych. Ważniejsze własności magnetyczne blachy transformatorowej są ujęte w normach GOST 802-41 oraz DIN 41301. Polskich norm dotychczas brak.

Aparatura pomiarowa do badań blachy transformatorowej powinna przekształcać wielkości magnetyczne indukcji i natężenia pola w badanej próbce prawidłowo na mierzone



Rys. 1. Widok ogólny aparatu do prób izolacji międzyzwojowej

wielkości elektryczne prądu lub napięcia. Aparat Epsteina nie spełnia tych wymagań. Dobre rezultaty, wolne od większych błędów, otrzymuje się z badań na próbkach w formie pierścienia. Rdzeń taki — z równomiernie rozłożonym uzwojeniem — jest prawie zupełnie wolny od rozproszenia. Możliwości pomiarowe istnieją od przenikalności początkowej do obszaru nasyceń. W obszarze nasyceń występują, oczywiście, odchyłki przebiegów od sinusoidy.

Blacha transformatorowa produkowana dla przemysłu elektrotechnicznego jest materiałem bardzo niejednolitym. W partii blach pochodzących z tego samego wytopu i tej samej obróbki cieplnej występują znaczne różnice własności magnetycznych. Huty podają tylko średnie stratności. Tymczasem przemysł przekładnikowy potrzebuje bardziej szczegółowych danych, dotyczących poszczególnych arkuszy blach, ażeby w zależności od typu przekładnika stosować właściwy gatunek blachy. Stąd też wynika obecnie konieczność wstępnej segregacji blach w całych arkuszach.

Zagadnienie to zostało przez technikę pomiarową rozwiązane w sposób zadowalający. Spośród znanych urządzeń zasługuje na uwagę przyrząd zbudowany wg patentu polskiego nr 34165, opracowany przez inż. Błockiego w PIT. Aparat składa się z jarzma magnetycznego i wskaźnika przenikalności, występującej przy natężeniu pola H = 20 mOe. Dokładność pomiarowa jest około ± 10%. Wskazanie zależy od miejsca ustawienia przyrządu na blasze, od wielkości arkusza blachy, od stanu powierzchni. Pomimo to ten sposób segregacji oddał w ciągu ostatniego roku w Zakładach im. Dymitrowa poważne usługi.

Obecnie znane są urządzenia, w których wymienione ujemne cechy zostały usunięte i dokładność pomiarowa segregacji blach w pełnych arkuszach jest znaczna. Na bliższe zainteresowanie zasługuje urządzenie do segregacji blach opracowane w NRD [6]. Urządzenie to jest wyposażone w stół pomiarowy, na który kładzie się arkusz badanej blachy. Czas badania arkusza wynosi wg danych autora 1 — 1,5 sekundy, dokładność pomiaru ± 5%.

W naszych warunkach segregowanie blachy transformatorowej dopiero w przemyśle przekładnikowym jest niewłaściwe. Blacha transformatorowa winna być segregowana w arkuszach w hutach, na co pozwala obecna technika pomiarowa. Natomiast w zakładzie produkującym przekładniki niezbędne jest takie urządzenie, które umożliwia zdjęcie wszystkich charakterystyk magnetycznych.

3. Kontrola międzyoperacyjna.

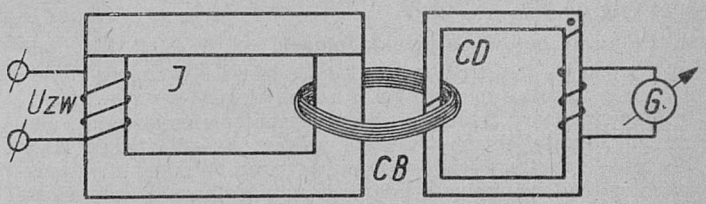
Kontrola międzyoperacyjna obejmuje przede wszystkim badanie uchybów przekładników w celu wprowadzenia poprawek zwojowych, próby wytrzymałości izolacji międzyzwojowej oraz kontrolę stanu wysuszenia i odpowietrzenia podczas procesu nasycania.

Badania uchybów przy pracy normalnej. Przyjętym u nas zwyczajem pierwszego pomiaru uchybów dokonuje się po spakietowaniu rdzenia, drugi zaś pomiar jest przeprowadzany po ostatecznym zmontowaniu przekładnika. Inny sposób polega na tym, że poprawkę zwojową określa się dla całej serii przed spakietowaniem przekładników na podstawie zbadania jednego egzemplarza. W naszych warunkach — przy niejednolitej blasze transformatorowej — byłoby to niemożliwe.

W ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat metody badania dokładności przekładników przy pracy normalnej stały się specjalną gałęzią techniki pomiarowej. Jest to materiał znany z licznych publikacji [2]. Istnieją też układy z samoczynną kompensacją uchybów i zapisem charakterystyk uchybów w sposób ciągły. Jest rzeczą pożądaną, aby ośrodki naukowe zainteresowały się bliżej tym zagadnieniem i pomogły przy wprowadzeniu tych układów do przemysłu.

Próba wytrzymałości izolacji międzyzwojowej. Zakład produkujący przekładniki nie może ograniczać się do próby międzyzwojowej gotowego wyrobu. Ujemny wynik tej próby pociąga za sobą konieczność demontażu aparatu dla wymiany zwartych cewek. Dlatego wprowadza się badanie samych cewek na zwarcie.

W praktyce spotyka się bardzo wiele urządzeń do tego celu, opartych na różnych zasadach działania. Wspólną wadą prawie wszystkich tego rodzaju urządzeń jest to, że badana cewka znajduje się w dość słabym polu magnetycznym. Wskutek tego wykrywane jest w cewce tylko istniejące zwarcie zwojowe, a nie ujawnia się miejsc słabych w izolacji międzyzwojowej i międzywarstwowej. Przydatność zatem tego rodzaju aparatów do kontroli cewek wys. nap. jest raczej niewielka. Lepszą czułość i większą ostrość próby daje aparat zbudowany wg pomysłu racjonalizatorskiego pracowników Zakładów im. Dymitrowa. Zasadniczą częścią tego aparatu, przedstawionego na rys. 1, jest rdzeń ze zdejmowaną zworą.



Rys. 2. Zasada działania aparatu do wykrywania zwartych zwojów

CD — cęgi Dietza
CB — cewka badana
G — galwanometr
J — rdzeń zasilający

Na rdzeń wkłada się cewkę badaną, cewka zaś z kolei jest objęta cęgami Dietza z czułym wskaźnikiem prądu. Zwarcie zwojowe w cewce indukuje w cęgach siłę elektromotoryczną działającą na wskaźnik. Zasadę działania ilustruje rys. 2.

Kontrola stanu wysuszenia i odpowietrzenia podczas procesu nasycania. W zakładach produkujących przekładniki wysokonapięciowe przeszliśmy dziś, przy szeroko stosowanej izolacji papierowo-olejowej, na próżniowe suszenie i nasycanie, ponieważ konieczne jest tu dokładne usunięcie wilgoci i powietrza zarówno z papieru, jak i z syciwa. Ażeby usunąć z papieru wodę, której zawartość wynosi przeciętnie 5—10%, sto-

suje się najpierw suszenie wstępne — bez próżni, którym usuwamy ok. 30—40% wilgoci. Następnie przeprowadza się dwustopniowe suszenie w próżni. W pierwszym etapie suszenia próżniowego (próżnia wstępna) usuwa się największą ilość wilgoci — ok. 60% całkowitej zawartości. Drugi etap (wysokiej próżni) trwa przeważnie podwójny czas suszenia wstępnego. W tym okresie wyciąga się resztę wilgoci — około 5% całkowitej zawartości. Konieczne jest również dobre odpowietrzenie i wysuszenie oleju syciwnego. Olej transformatorowy, po kilkugodzinnym suszeniu i odpowietrzeniu, o temperaturze ok. 80°C, wprowadza się powoli do kotła syciwnego z możliwie wysoką próżnią pod własnym ciężarem. Wyjmowanie uzwojeń z kotła winno odbywać się dopiero po odpowiednim ochłodzeniu, wyjęcie bowiem w stanie gorącym powoduje powstawanie por, w które z powrotem wraca powietrze i wilgoć.

Stan suszonych przekładników musi być kontrolowany już od samego początku procesu przez prowadzenie pomiarów oporności izolacji. Ustalenie się oporności izolacji jest jednym z sygnałów, że proces suszenia dobiega końca. Drugim sposobem kontroli jest stałe obserwowanie ilości otrzymywanego kondensatu w skraplaczu. Na jakość izolacji ma duży wpływ szczelność samego przekładnika, w którym przeprowadza się odpowietrzanie po napełnieniu olejem. Niekiedy dopiero wielogodzinne odpowietrzanie prowadzi do dobrego układu izolacyjnego.

Do ostatecznej kontroli stanu izolacji służy badanie każdego przekładnika na mostku Scheringa. Dokonuje się pomiarów strat dielektrycznych w funkcji napięcia. Wyłania się tu zagadnienie ustalenia właściwych kryteriów jakości izolacji tj. napięć i dopuszczalnego współczynnika strat. W normie PN/E-06500 sprawa ta nie została ujęta. Zakłady im. Dymitrowa przyjęły, opierając się głównie na normach czeskich, że $\operatorname{tg}\delta$ w zakresie od 30 do 120% napięcia znamionowego winien być mniejszy niż 2%, że wzrost $\operatorname{tg}\delta$ w tym zakresie nie może przekraczać 30% oraz że charakterystyka $\operatorname{tg}\delta = f(U)$ nie może załamywać się poniżej maksymalnego napięcia roboczego. Prawdopodobnie w miarę ulepszania techniki suszenia i nasycania wymagania te będą zaostrzone.

Badania strat dielektrycznych zastosowano do wszystkich wyrobów opartych na izolacji papierowo-olejowej z wyjątkiem przekładników napięciowych z jednym biegunem uziemionym, w których pomiar $\operatorname{tg}\delta$ jest trudny do przeprowadzenia. Wyciąganie wniosków z pomiarów $\operatorname{tg}\delta$ wymaga szczegółowej analizy układu. Jako ilustrację możemy przytoczyć dwa przykłady z teczki protokółów prób odbiorczych wyrobu. W przekładnikach prądowych 110-kilowoltowych poprawienie metalizacji na izolatorze wysokiego napięcia obniżyło $\operatorname{tg}\delta$ o ~1% i to w kilkunastu przypadkach np. z 3% na 2%. Drugim przykładem jest zwiększanie się $\operatorname{tg}\delta$ wskutek powtarzania próby napięciem probierczym zmiennym. Na kilkunastu przekładnikach prądowych 110-kilowoltowych zmierzono $\operatorname{tg}\delta$ przed próbą napięciową, następnie po 1-minutowej próbie i po 5-minutowej próbie napięciowej. Zmiana wartości $\operatorname{tg}\delta$ dochodziła niekiedy do 1%.

4. Próby na gotowych przekładnikach.

a) Próby wytrzymałości elektrycznej napięciem zmiennym i udarowym

Rozpatrujemy celowo próby przy napięciu zmiennym i udarowym łącznie, chcemy bowiem wykazać, że dla oceny izolacji mają znaczenie obydwa rodzaje prób. Według nowoczesnych poglądów napięcia udarowe są podstawą do określenia napięć probierczych zmiennych. Np. norma szwedzka SEN 30 — 1944 E określa napięcia probiercze zmienne (w kV_{sk}) jako pewien ułamek napięć udarowych (wyrażonych w kV_{max}): dla przyrządów olejowych 0,44, a dla suchych 0,5. W świetle pracy Goldsteina „Die Messwandler" z r. 1952 można sądzić, że podobnie do tej sprawy podchodzi się w Szwajcarii. W związku z nowoczesnymi zasadami koordynacji izolacji uważa się próbę udarową za podstawową, a napięcia probiercze zmienne ustala się przy uwzględnieniu współczynnika udarowego. Rola wytrzymałości udarowej wynika stąd, że przekładnik winien wytrzymywać określone wartości przepięć pochodzenia atmosferycznego, zwarciowego i łączeniowego.

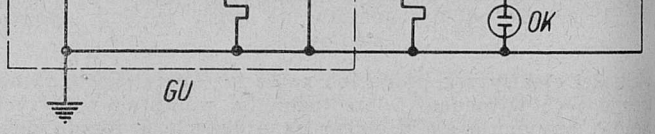
Zarówno przy napięciach probierczych wolnozmiennych, jak i udarowych, występuje zwykle silna jonizacja. W pierwszym przypadku jest ona bardziej szkodliwa wobec dłuższego czasu próby, w drugim przypadku nie pozostawia większych śladów na izolacji. Próba napięciem zmiennym jest więc w pewnym stopniu szkodliwa dla izolacji, z kilku jednak powodów musi być stosowana: 1) w próbach udarowych nie ma pewności, że izolacja nie uległa uszkodzeniu lub znacznemu nadwerężeniu, szczególnie przy udarach uciętych; 2) próby udarowe są zbyt uciążliwe i drogie, by je stosować do sprawdzania produkcji seryjnej; 3) próba udarowa nie daje oceny zachowania się izolacji z biegiem czasu pod wpływem doprowadzonego napięcia i nagrzewającego prądu; 4) dotychczasowe metody pomiarowe nie wykrywają zwarć zwojowych istniejących przed próbą udarową. Próby napięciem zmiennym są więc obecnie konieczne jako próby wyrobu oraz jako próby typu, aby mieć pewność co do trwałości izolacji przy długim czasie pozostawania pod napięciem.

Przekładniki prądowe. Zgodnie z normą PN/E-06500 izolacja przekładników prądowych winna odpowiadać wymaganiom podanym w PN/E-05001. Dla sprawdzenia poziomu podstawowego izolacji norma ta przewiduje badania udarami o kształcie 1/50 μs i o wartości szczytowej obliczonej według wzoru

$$U_{pp} = 4{,}7\ U_n + 30\ \text{kV}.$$

Dla sprawdzenia poziomu wyższego poddaje się przekładnik udarom pełnym o wartości o 15% wyższej niż dla poziomu podstawowego. W pierwszej z tych prób nie może wystąpić ani przeskok, ani przebicie, w drugiej dopuszcza się przeskoki iskrowe na izolacji powietrznej. Obecnie Zakład Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki zmienił nieco drugą próbę, przekładnik jest poddawany udarom uciętym o wartości szczytowej o 15% wyższej niż U_{pp} i o czasie do ucięcia 2 — 3 μs. Wydaje się, że stosowanie udaru uciętego jest słuszne raczej dla przekładników napięciowych i nie ma dostatecznego uzasadnienia dla przekładników prądowych. Zamiast ucięcia sztucznego po 2 — 3 μs mogłoby nastąpić ucięcie udaru na izolacji wewnętrznej przekładnika po czasie większym niż 3 μs. Stosowanie zatem tej metody należałoby jeszcze przedyskutować.

W próbach udarami pełnymi zjawisko przebicia izolacji jest na ogół uchwytne słuchowo. Niezależnie od tego obserwuje się przebieg doprowadzonego udaru na oscylografie zasila-



Rys. 3. Układ probierczy przekładnika prądowego

GU — generator udarowy
DN — dzielnik napięcia
PP — przekładnik prądowy badany
OK — oscylograf

nym przez dzielnik napięciowy. Układ probierczy jest przedstawiony na rys. 3.

Wielkość napięcia probierczego zmiennego jest taka sama, jak dla łączników wysokiego napięcia, i określana według wzoru

$$U_p = 2{,}2\ U_n + 20\ \text{kV}.$$

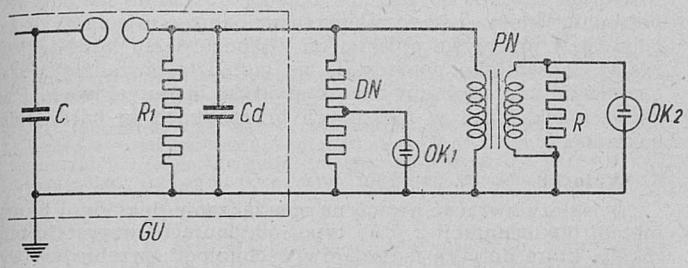
Napięcie to doprowadza się przez 1 minutę. Celowe wydaje się wprowadzenie w polskiej normie na przekładniki dla prób typu wyższych wartości napięć probierczych niż w próbach wyrobu, np. o 5%, celem uzyskania rezerwy wytrzymałości elektrycznej. Norma radziecka GOST 1516-42 zawiera takie obostrzenie.

Sposób przeprowadzania prób napięciem zmiennym jest znany. Układ probierczy winien zapewnić nieodkształcony przebieg napięcia. W tem celu transformator powinien pracować przy niezbyt dużej indukcji, a moc zwarciowa układu musi być dostatecznie duża. Przy zbyt wielkich odkształceniach krzywej napięcia nie można wnioskować z pomiaru iskiernikowego o wartości skutecznej napięcia probierczego. W czasie próby tym napięciem wolnozmiennym należy obserwować zachowanie się przekładnika i odnotować wartości graniczne napięć, przy których występują wyładowania niezupełne, wyładowania ślizgowe itd. Norma radziecka dopuszcza

w próbie wyrobu wyładowania niezupełne tylko w takim stopniu, w jakim one występowały w próbie typu.

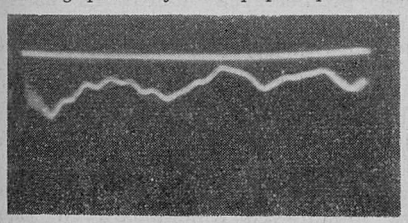
Doświadczenie omówione w rozdz. 1 wskazuje na potrzebę uzupełnienia prób typu przekładników prądowych badaniem stabilizacji dielektrycznej podobnie do próby długotrwałej dla przekładników napięciowych. Zwłaszcza dla izolacji papierowo-olejowej na wyższe napięcia znamionowe badanie takie jest konieczne dla zagwarantowania dobrej pracy w warunkach eksploatacyjnych. Sposób przeprowadzenia próby mógłby być wzorowany na normie GOST 1516-42.

Izolację międzyzwojową w przekładnikach prądowych bada się przepuszczając przez uzwojenie pierwotne prąd 1,5 I_{zn} przy otwartym obwodzie wtórnym w ciągu 1 min, lub przepuszczając prąd przez uzwojenie wtórne przy otwartym obwodzie pierwotnym. W próbie obserwujemy amperomierz w obwodzie zasilania oraz woltomierz przyłączony do zacisków uzwojenia otwartego. Nagłe zmiany wskazań tych przyrządów są dowodem przebicia izolacji międzyzwojowej. Zgodnie z wymaganiami PN/E-06500 prąd probierczy (a nie napięcie) winien być sinusoidalny. Zarówno wartość prądu 1,5 I_{zn}, jak i warunek sinusoidalnego prądu probierczego określają według polskiej normy próby znacznie ostrzejsze niż według norm zagranicznych. W niektórych przypadkach, szczególnie dla przekładników o prądzie znamionowym wtórnym równym 1 A, wartość napięcia po stronie wtórnej może przekraczać nawet znacznie 1000 V. Izolacja międzyzwojowa przekładników powinna wytrzymywać i to wysokie napięcie.

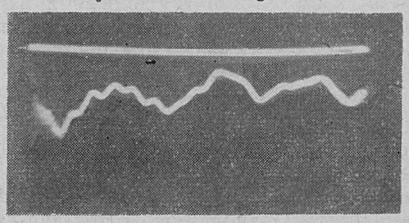


Rys. 4. Układ probierczy przekładnika napięciowego

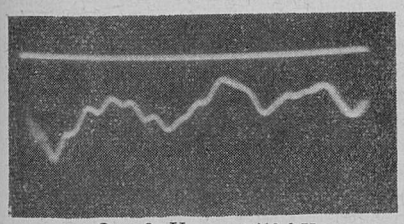
GU — generator udarowy
DN — dzielnik napięcia
PN — przekładnik napięciowy badany
OK — oscylograf katodowy
R — opór w uzwojeniu pomiarowym



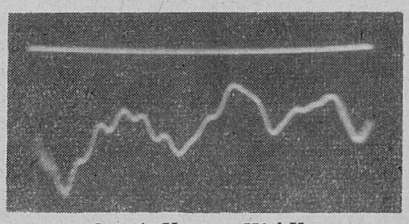
Osc. 1. U_{max} = 245 kV



Osc. 2. U_{max} = 330 kV



Osc. 3. U_{max} = 410 kV



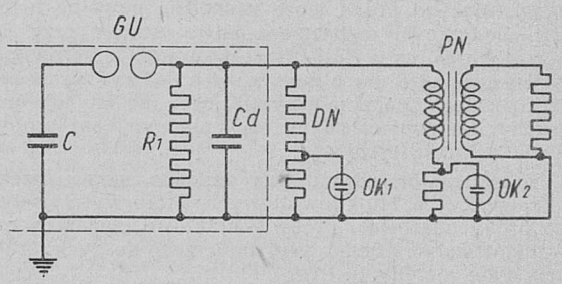
Osc. 4. U_{max} = 550 kV

Rys. 5. Oscylogramy napięć indukowanych w uzwojeniu pomiarowym (czas pisania — 30 μs wzdłuż osi)

Próba ta nie daje całkowitej gwarancji wytrzymałości międzyzwojowej przekładnika przy zwarciach oraz przy przepływie udarów prądowych. W zakłóceniach takich izolacja międzyzwojowa przekładnika może otrzymywać znacznie większe naprężenia elektryczne niż w opisanej próbie. Przepięcia udarowe można skutecznie ograniczać ochronnikami bocznikującymi uzwojenie pierwotne. Przepięcia zwarciowe należałoby określać w próbach prototypu i podawać na tej podstawie wymagania dla wytrzymałości izolacji. Poza tym należałoby przeprowadzić badania nad celowością dodatkowych prób typu udarami prądowymi. Określony udar prądowy należałoby przepuszczać przez uzwojenie pierwotne przy obciążeniu znamionowym przekładnika.

P r z e k ł a d n i k i n a p i ę c i o w e. Próby udarowe przekładników napięciowych, opracowane przez Zakład Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki na podstawie literatury radzieckiej i amerykańskiej, wykonujemy doprowadzając napięcia udarowe do jednego bieguna wysokiego napięcia przy uziemionym drugim biegunie. Rys. 4 przedstawia taki układ probierczy. Do uzwojenia wtórnego przyłącza się opornik, jeden biegun uziemia się, a drugi łączy się z oscylografem dla obserwacji przebiegów napięć indukowanych w uzwojeniu wtórnym.

Do przekładnika doprowadza się udary pełne o amplitudzie odpowiadającej poziomowi podstawowemu izolacji, a następnie udary ucięte o 15% wyższe. Dla przekładników napięciowych ten sposób badania wydaje się bardziej właściwy niż sposób podany w normie PN/E-05001, w eksploatacji bowiem może się zdarzyć ucięcie udaru przez iskiernik koordynacyjny i w przekładniku napięciowym — wskutek istnienia bardzo dużej liczby zwojów — izolacja może być bardziej naprężona niż przy udarze pełnym. Aby określić kształt krzywej napięcia indukowanego w uzwojeniu wtórnym przekładnika nieuszkodzonego, doprowadza się najpierw udary o wartości szczytowej około 75% poziomu podstawowego. Przy wszystkich udarach wykonywa się zdjęcia oscylograficzne. Zmiana kształtu udaru świadczy o przebiciu izolacji. Ponieważ nie można porównywać napięcia indukowanego przy udarze uciętym, przeto jako ostatni doprowadza się udar pełny o wartości szczytowej równej poziomowi podstawowemu. Pozwala to na stwierdzenie, czy podczas udaru uciętego nie nastąpiło uszkodzenie izolacji. Rys. 5 przedstawia zdjęcia oscylograficzne z prób udarowych w Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki.



Rys. 6. Układ probierczy Hagengutha dla przekładnika napięciowego

GU — generator udarowy
DN — dzielnik napięcia
PN — przekładnik napięciowy
OK — oscylograf katodowy

Inna metoda pomiarowa, podana przez Hagengutha, polega na obserwacji prądu udarowego, płynącego przez przekładnik. Jeden koniec uzwojenia łączy się z ziemią przez opór, który służy do pomiaru prądu oscylografem elektronicznym. Przy przebiciu izolacji zmienia się kształt tego prądu (rys. 6).

Próby udarowe przekładników napięciowych z pełną izolacją obu biegunów wykonywane są podobnie, przy czym najpierw doprowadza się udary do jednego bieguna, a następnie do drugiego. Próby udarowe dają jednocześnie sprawdzenie wytrzymałości izolacji głównej i międzyzwojowej. Są to próby typu.

Do prób wyrobu stosujemy obecnie tylko napięcia zmienne. W przypadku przekładnika napięciowego z obu biegunami izolowanymi próbę izolacji głównej przeprowadza się podobnie, jak dla przekładnika prądowego; napięcia probiercze są również takie same. W przypadku przekładnika napięciowego z uziemionym jednym biegunem próba izolacji głównej jest jednocześnie próbą izolacji międzyzwojowej. Przeprowadza się ją przy podwyższonej częstotliwości wzbudzając transformator od strony wtórnej aż do otrzymania po stronie pierwotnej napięć według normy PN/E-06500. Podobną próbę przy częstotliwości podwyższonej przeprowadza się dla izolacji międzyzwojowej transformatorów o pełnej izolacji obu biegunów.

W próbach powyższych nie ma jeszcze dostatecznie pewnej metody wykrywania zwarć zwojowych. Obserwacja amperomierza w obwodzie zasilania bardzo często zawodzi. Zwarcie jednego lub nawet kilku zwojów nie zostaje wykryte

wskutek dużej oporności drutu, ograniczającej prąd zwarciowy. Badania autorów wskazują, że dopiero przedłużenie czasu próby pozwala na wykrycie zwartych zwojów. Należałoby przeprowadzić dalsze badania laboratoryjne przy różnych parametrach. Przewiduje się, że badania te wykażą konieczność przedłużenia czasu próby z jednej minuty do pięciu według norm radzieckich, niemieckich i szwajcarskich.

Próby udarowe typu i próby wyrobu napięciem zmiennym w ciągu 1 . . . 5 min. nie są wystarczające, aby ocenić trwałość izolacji w warunkach eksploatacyjnych. Wskazują na to nasze doświadczenia z przekładnikami napięciowymi na 110 kV. Pod wpływem doprowadzonego napięcia roboczego i przepływającego prądu może zachodzić powolne niszczenie izolacji. Dodatkowe niebezpieczeństwo istnieje przy niewłaściwym doborze oleju transformatorowego, lakierów nasycających i emalii na drutach nawojowych. W wyniku może dojść do uszkodzenia izolacji międzyzwojowej lub izolacji głównej. Ani próby 1-minutowe napięciem zmiennym, ani próby udarowe nie wykryją tych wad.

W Zakładach im. Dymitrowa poddano szereg przekładników napięciowych 110-kilowoltowych, które wytrzymały przepisane próby udarowe i próby 1-minutowe, dodatkowym próbom długotrwałym. Przed przystąpieniem do tych prób rozważono dwie metody.

1) Według normy radzieckiej GOST 1516-42 przeprowadza się na prototypie aparatu o napięciu znamionowym 35 kV lub wyższym próbę długotrwałą, przy napięciu przewyższającym najwyższe napięcie robocze o 10%, wykonując pomiary tg δ aż do ustalenia jego wartości.

2) Niektóre fabryki zagraniczne wykonują próbę 1-godzinną przy napięciu 1,5 U_{zn} i próbę 50-godzinną przy napięciu U_{zn} o częstotliwości 50 Hz.

Wobec tego, że nasze przekładniki 110-kilowoltowe mają jeden biegun uziemiony, co uniemożliwia pomiar tg δ, zdecydowano zastosować próbę wymienioną w punkcie 2). Niektóre przekładniki wytrzymały próbę 1-godzinną, a nie wytrzymały próby długotrwałej 50-godzinnej. Wynika stąd konieczność wprowadzenia do normy PN/E próby długotrwałej. Zapewne lepsza byłaby próba według GOST 1516-42. Czas do osiągnięcia równowagi cieplnej jest różny dla różnych typów przekładników i dlatego ustalenie z góry czasu próby może być niesłuszne. Należy jeszcze znaleźć sposób pomiaru tg δ w przekładnikach napięciowych z jednym biegunem uziemionym.

Aby próba długotrwała przeprowadzana napięciem zmiennym nie niszczyła izolacji, należy ją przeprowadzać poniżej punktu jonizacji. Z drugiej strony próba ta musi dawać gwarancję dobrego zachowania się przekładnika w eksploatacji, a zatem napięcie probiercze długotrwałe nie może być niższe niż 1,1 U_{zn} i przekładnik winien więc być tak skonstruowany, aby próg jonizacji nie był mniejszy od 1,15 U_{zn}.

b) Próby nagrzewania się przekładników przy pracy normalnej

Próbę tę przeprowadza się jako próbę typu w celu stwierdzenia, czy temperatura uzwojeń, rdzeni i zacisków w warunkach pracy ciągłej znamionowej nie przekracza wartości dopuszczalnej, określonej w normach dla poszczególnych klas izolacji. Dla przekładników prądowych przyjmuje się w normach polskich, niemieckich, szwedzkich, włoskich i czeskich, że próba odbywa się przy prądzie o 20% wyższym od znamionowego i przy obciążeniu znamionowym. Norma radziecka poprzestaje na prądzie większym o 10% od znamionowego. Dla przekładników napięciowych próbę tę przeprowadza się przy napięciu znamionowym i obciążeniu mocą graniczną.

c) Próby wytrzymałości zwarciowej przekładników prądowych

Próby wytrzymałości zwarciowej są często bagatelizowane. Poprzestaje się zwykle na prostych obliczeniach uwzględniających przekroje uzwojeń. Z takich obliczeń wymykają się zaciski, które mogą podczas zwarcia nagrzać się nadmiernie, wypalić się lub co najmniej powierzchniowo utlenić się. Również połączenia lutowane przedstawiają niebezpieczeństwo zniszczenia lub szkodliwego nagrzania materiału izolacyjnego w sąsiedztwie. Dlatego wskazane jest ze względu na połączenia lutowane i zaciski sprawdzanie wytrzymałości cieplnej przekładnika na drodze prób zwarciowych.

Wszystkie znane normy są zgodne w żądaniu sprawdzania wytrzymałości dynamicznej przekładnika drogą doświadczalną. Wytrzymałość dynamiczną można badać przy zwartych zaciskach wtórnych lub przy obciążeniu mocą znamionową. W pierwszym przypadku niektóre siły zwarciowe wypadają nieco większe. Polska norma przewiduje próby przy zwartych zaciskach wtórnych podobnie, jak wiele innych norm zagranicznych.

d) Sprawdzanie dokładności przekładnika prądowego przy przetężeniach

Dla oceny dokładności przekładnika prądowego przy prądach zwarciowych przepisy wprowadzają liczbę przetężeniową, Określenie jej jest możliwe bądź drogą bezpośrednich pomiarów, bądź też metodą pośrednią. W obu przypadkach badania laboratoryjne należą do prób typu.

Norma PN/E-06500 zaleca i opisuje dokładnie metodę bezpośrednią, która jest wynikiem oryginalnego ujęcia tych zagadnień w przemyśle polskim od kilkudziesięciu lat. Niektóre normy zagraniczne poprzestają na metodzie pośredniej. Polega ona na zdejmowaniu charakterystyki biegu jałowego i na obliczeniach, które w niektórych przypadkach są bardzo niedokładne.

5. Wnioski.

1) Należy zwracać uwagę na sporządzanie dokładnej i kompletnej dokumentacji z prób typu, obejmującej wszystkie protokóły, które dotyczą materiałów, technologii, przebiegu i wyniku prób.

2) Należy opracować brakujące normy i ustalić metody badania dla podstawowych materiałów, a w szczególności dla blachy transformatorowej, gumy olejoodpornej, lakierów izolacyjnych, rurek i papierów izolacyjnych.

3) Należy wzmocnić kontrolę materiałów u dostawców i stosować w produkcji tylko materiały przyjęte na podstawie protokółów z prób.

4) Należy wprowadzić w hutach segregację blachy transformatorowej do produkcji przekładników.

5) Należy przeprowadzić systematyczne badania nad współczynnikiem strat różnych układów izolacyjnych w przekładnikach i ustalić wymagania w sprawie wartości dopuszczalnych.

6) Wychodząc z napięć probierczych udarowych należy przeprowadzić korektę napięć probierczych wolnozmiennych.

7) Należy podwyższyć dla prób typu wartości napięć probierczych przynajmniej o 5% w stosunku do napięć probierczych wyrobu.

8) Należy zbadać potrzebę wprowadzenia udarowej próby izolacji międzyzwojowej przekładników prądowych jako próby typu.

9) Należy wprowadzić próby długotrwałe napięciem zmiennym przekładników prądowych i napięciowych jako próby typu.

10) Należy ustalić w normach obowiązujący sposób przeprowadzania prób udarowych dla przekładników.

11) Należy przeprowadzić badania w kierunku rewizji metody prób izolacji międzyzwojowej przekładników napięciowych, jako prób wyrobu.

12) Należy sprawdzać na drodze doświadczalnej w próbach zwarciowych typu również wytrzymałość cieplną przekładników prądowych ze względu na styki i połączenia lutowane.

LITERATURA

[1] Hasterman Z. Transformatory (Przegl. Elektr., 1952, str. 488—499 oraz 1953, str. 333—339)
[2] Goldstein I. Die Messwandler — Ihre Theorie und Praxis (1952)
[3] Sapożnikow I. Konstruirowanje transformatorow (1952)
[4] Dokumentacja ZWNIE nr 8/53/tra. Próba udarowa przekładników napięciowych
[5] Holland-Merten E. L. Handbuch der Vakuumtechnik (1953)
[6] Winter A., Gäbler J. Urządzenie do klasyfikacji jakości blach transformatorowych (Przegl. Elektr., 1954, z. 6, str. 244—245)
[7] Normy:
PN/E-05001 — Urządzenia elektroenergetyczne. Koordynacja izolacji
PN/E-06500. Przekładniki jednofazowe
GOST-1516-42. Napięcia probiercze i napięcia przeskoku wysokonapięciowych transformatorów, przyrządów i izolatorów, przeznaczonych do urządzeń związanych z liniami napowietrznymi (tłumaczenie)
VDE-0414/1-47. Regeln für Wandler
13-1-1942. Norma per la construzione, l'accettazione ed il collaude dei transformatori elettrici di misura
SEN 30-1944. Normy izolacji instalacji i wyposażeń elektrycznych o napięciach wyższych niż 600 V (tłumaczenie)
ASA C57. 13, 1948. American Standard for Instrument Transformers
ČSN ESČ 64-1948. Měřici transformatory

XXXVIII

MGR INŻ. JACEK GOLIŃSKI

Pomiary jonizacji i udarowego rozkładu napięć w przekładnikach napięciowych

621·314.22.001.2:621.317·75:621.3.015.33

Treść. Zagadnienia związane z pomiarem wyładowań niezupełnych (jonizacji). Metoda oraz wyniki pomiarów napięcia progu jonizacji oraz natężenia jonizacji dla przekładników napięciowych 110-kilowoltowych. Technika pomiaru udarowego rozkładu napięć w wielowarstwowych uzwojeniach przekładników napięciowych przy zastosowaniu oscylografu z wielokrotnym zapisem udarów. Pomiary udarowego rozkładu napięć dla przekładników napięciowych kaskadowych jedno-, dwu- i czterostopniowego. Wnioski wypływające z pomiarów.

Измерения ионизации и импульсных напряжений в измерительных трансформаторах напряжения. Вопросы связанные с измерением частичных разрядов (ионизации). Метод и результаты измерений начального напряжения и интенсивности ионизации в измерительных трансформаторах для напряжения 110 кв. Установление распределения импульсных напряжений в многослойных обмотках трансформаторов напряжения при применении осциллографа с многократной записью импульсов. Установление напряжений в каскадных измерительных трансформаторах — одно-, двух- и четырехступенчатом. Выводы вытекающие из результатов измерений.

Ionisation and surge distribution measurement in voltage transformers. Problems concerning the measurement of partial discharges. Methods and results of measuring ionisation threshold voltage and ionisation intensity for 110 kV voltage transformers. Recurrent surge oscillograph as used for measuring surge distribution in multilayer voltage transformers. Surge distribution measurement in one-, two- and four-step cascade type voltage transformers.

1. Wstęp.

Omawiane w artykule zagadnienia pomiarowe, choć pozornie są od siebie dość odległe, dotyczą tego samego zagadnienia konstrukcyjnego: doboru izolacji w przekładniku napięciowym. Jak to wykazały doświadczenia eksploatacyjne oraz badania przeprowadzone w wielu laboratoriach zagranicznych, ustalenie wymiarów izolacji popierowo-olejowej według wymagań próby napięciowej 1-minutowej jest niewystarczające; dotyczy to szczególnie izolacji w transformatorach energetycznych i przekładnikach napięciowych. Przekładnik powinien mieć taką izolację, aby nadawał się do pracy ciągłej przy napięciu roboczym oraz aby wytrzymywał przepięcia, które mogą wystąpić w eksploatacji. Przekładnik, który wytrzymał bez uszkodzeń 1-minutową próbę napięciową, nie zawsze spełnia te wymagania.

Aby izolacja przekładnika odpowiadała wymienionym wymaganiom, muszą być między innymi spełnione następujące warunki. Izolacja międzywarstwowa powinna być dobierana według napięć, które na niej panują przy próbie udarowej. Napięcie, przy którym zaczyna się jonizacja w układzie izolacyjnym, musi być odpowiednio wysokie.

Omawiane zagadnienia są więc dość ważne. Ponieważ nie były one dotychczas poruszane w polskiej literaturze technicznej, poświęcono im niniejszy artykuł.

W rozdziale, dotyczącym pomiarów jonizacji, podano dość długie wprowadzenie celem zapoznania czytelnika ze zjawiskiem jonizacji, a przede wszystkim z problemami, które wiążą się z jej pomiarami. Przyjęta metoda pomiarów ma zastosowanie tylko do prób typu przekładników napięciowych, może jednak służyć jako przykład opanowania trudności, związanych w ogóle z pomiarami jonizacji.

W rozdziale, dotyczącym pomiarów udarowego rozkładu napięcia w uzwojeniach przekładników, pominięto zagadnienia dotyczące zasady działania oraz stosowania użytego przy tych pomiarach oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych, gdyż te sprawy są szczegółowo omówione na innym miejscu*). Omówiono natomiast same pomiary, ich wyniki oraz wnioski konstrukcyjne, jakie z nich wypływają.

2. Badanie jonizacji w przekładnikach napięciowych z jednym biegunem uziemionym.

Jonizacja (tj. wyładowania niezupełne) powstaje w układzie izolacyjnym na skutek nadmiernych lokalnych natężeń pola elektrycznego, zanieczyszczeń izolacji lub też, co zdarza się najczęściej, na skutek wtrącin pęcherzyków powietrza wewnątrz izolacji stałej albo ciekłej. Wyładowania takie mogą powodować chemiczny rozkład izolacji wskutek powstawania ozonu i tlenków azotu w pęcherzykach powietrza. Jonizacja występująca w oleju powoduje jego rozkład, przy czym powstają pęcherzyki gazu (węglowodory), w których jonizacja rozwija się już łatwiej niż w oleju, a wskutek tego zakres jej działania rozszerza się. Ponadto powstające przy wyładowaniach niezupełnych wolne jony, rozpędzane w polu elektrycznym, bombardują izolację, uszkadzając ją. Przy wyładowaniach niezupełnych wewnątrz izolacji stałej powstają lokalne przegrzania materiału, które po pewnym czasie mogą doprowadzić do lokalnego zwęglenia izolacji. Wyładowania niezupełne torują więc drogę do wyładowania zupełnego.

Z powyższego wynika, że jonizacja przy odpowiednio dużym natężeniu może być szkodliwa dla izolacji. Pogląd taki panuje od dawna. Pomimo to do dziś w światowej literaturze technicznej nie zostały jeszcze dokładnie sprecyzowane i uzgodnione poglądy na metody przeprowadzania badań jonizacji, a w szczególności brak jeszcze ustalonych kryteriów interpretacji otrzymanych wyników. Dotyczy to przede wszystkim skomplikowanych układów izolacji papierowo-olejowej występujących w przekładnikach, czy transformatorach energetycznych. Badania nad jonizacją w kablach, kondensatorach, czy izolatorach przepustowych kondensatorowych — zresztą wcześniej zaczęte niż dla transformatorów — doprowadziły już do ustalenia pewnych związków między starzeniem się izolacji a natężeniem jonizacji. Dla jonizacji najbardziej charakterystyczne są dwie wielkości: napięcie, przy którym zaczyna się jonizacja, tzw. próg jonizacji, oraz natężenie jonizacji.

Przy pomiarach na próbkach materiałów izolacyjnych zjawisko progu jonizacji jest wyraźnie uchwytne. W wypadku badania całych układów izolacyjnych urządzeń wysokiego napięcia wykrycie jonizacji jest znacznie trudniejsze. Energia związana z wyładowaniami rozprasza się w dużej masie dielektryku. Przy badaniu przekładników napięciowych dochodzi jeszcze tłumienie w uzwojeniu przekładnika przebiegów napięcia i prądu wywołanych jonizacją. Czynniki powyższe wpływają na to, że zjawisko progu jonizacji staje się mniej wyraźne, a przez to trudniejsze do wykrycia. Niektórzy autorzy [7] twierdzą nawet, że zmierzone napięcie, przy którym pojawia się jonizacja, obniża się ze wzrostem czułości metody pomiarowej bez wyraźnego punktu nieciągłości, charakteryzującego próg jonizacji. Przy pomiarach w IEl na przekładniku U-110 nie zaobserwowano ciągłego obniżania się początku jonizacji przy zwiększaniu czułości metody pomiarowej. Dla określonej wartości napięcia zjawiała się jonizacja, przy czym wartość tego napięcia nie zależała od zwiększenia czułości w zakresie 1:50.

Przy zjawisku jonizacji występuje rozładowanie się pewnej elementarnej pojemności wewnątrz dielektryku, w miejscu, w którym występuje jonizacja. Towarzyszy temu nagły skok napięcia na tej pojemności (w czasie rzędu 10^{-7} s [6]) oraz przepływ prądu, związany z uwolnieniem się ładunku tej elementarnej pojemności, a w związku z tym także wydzielanie się energii, z której część wypromieniowana jest w postaci fal elektromagnetycznych, świetlnych czy akustycznych. Do pomiaru natężenia jonizacji mogą więc służyć metody bezpośrednie, które polegają na mierzeniu drgań napięcia i prądu, powstających w układzie probierczym na skutek jonizacji. Amplituda tych drgań jest o kilka rzędów wielkości mniejsza od wartości napięcia wywołującego jonizację, ale dzięki wysokiej częstotliwości tych drgań (kilkanaście kilo-, a nawet megaherców) mogą one być odfiltrowane, wzmocnione i następnie zarejestrowane. W ten sposób można mierzyć w obwodzie probierczym prąd, napięcie lub ładunek. Wielkości te są bezpośrednio związane z natężeniem jonizacji.

Istnieje oprócz tego szereg metod pośrednich badania natężenia jonizacji. W tym celu do takich pomiarów można wykorzystywać zjawiska świetlne, akustyczne, fale elektroma-

*) Lech W. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych i jego zastosowanie do badania transformatorów (str. 64—72 niniejszego zeszytu).

gnetyczne lub straty energii wydzielane w dielektryku. Zjawiska świetlne lub akustyczne mogą być praktycznie wyzyskane jedynie przy badaniu ulotu, tj. jonizacji w powietrzu, nie nadają się natomiast do badania dielektryków stałych czy ciekłych. Fale elektromagnetyczne wywołane jonizacją można mierzyć za pomocą specjalnych urządzeń, tzw. mierników poszumu lub też zwykłych radioodbiorników. Metoda ta pozwala w zasadzie tylko na jakościowe określenie natężenia jonizacji. Pomiary współczynnika strat dielektrycznych przy pomocy mostka Scheringa dają wartości liczbowe tg δ. Wzrost wartości tg δ w funkcji napięcia świadczy o wzroście natężenia jonizacji. Jonizacja powoduje tylko lokalne wzrosty strat, a przy pomocy mostku Scheringa mierzy się straty dielektryczne w całym układzie izolacyjnym, stąd nawet dość silny wzrost jonizacji może spowodować tylko nieznaczny wzrost tg δ. Metoda ta może więc okazać się także mało czułą, szczególnie przy mniejszych pojemnościach badanych obiektów, ponieważ wtedy jest mniejsza czułość mostka Scheringa. A w przypadku przekładników napięciowych z jednym biegunem uziemionym pomiar tg δ jest zupełnie niemożliwy.

Z powyższych względów dalej będą rozważane metody bezpośrednie badania natężenia jonizacji. Przy badaniach tych powstają trzy zasadnicze rodzaje trudności.

Najpierw są to trudności natury pomiarowej związane z tym, że mierzone wielkości są bardzo małe. Będą one omówione szczegółowo dalej.

Trudności drugiego rodzaju pochodzą wskutek braku ustalonych jednostek natężenia jonizacji. Niektórzy autorzy zalecają jednostkę C/F. W wypadku przekładników napięciowych 110-kilowoltowych jednostka ta nie ma w ogóle zastosowania, ponieważ nie można właściwie określić pojemności przekładnika, jak to jest możliwe np. dla aparatów lub maszyn mających izolację główną. Innymi jednostkami mogą być wolty lub mikroampery, mierzone w danym układzie przy pomocy przyrządów odchyłowych, włączonych przez układy filtrujące, wzmacniające i prostujące.

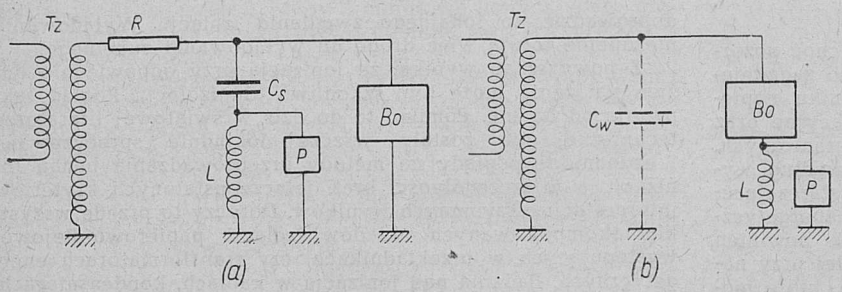
Największe są trudności trzeciego rodzaju, powstające przy określaniu szkodliwości jonizacji dla izolacji na podstawie otrzymanych wyników. Przy pomiarach na próbkach układów izolacyjnych, czy też na prostszych układach izolacyjnych, jak kondensatory, kable, czy izolatory przepustowe kondensatorowe, można po dużej liczbie pomiarów określić dopuszczalne natężenie jonizacji. Prace nad tym zagadnieniem prowadzone są już od 30 lat bez mała [2]. Dla izolacji papierowo-olejowej kondensatorów ustalono zależności napięcia jonizacji od grubości izolacji, od ciężaru właściwego papieru, od częstotliwości napięcia zasilającego [5]. Dla izolacji kablowej wyznaczono zależność czasu służby kabla od natężenia jonizacji [12]. Istnieje nawet norma francuska [7] zawierająca wymagania dotyczące wysokości napięcia progu jonizacji oraz dopuszczalnego natężenia jonizacji (wyrażonego jako przyrost tg δ w funkcji napięcia) dla kondensatorów i izolatorów przepustowych kondensatorowych.

Dla układów izolacyjnych transformatorów czy przekładników zagadnienie to nie zostało jeszcze rozwiązane. W każdym razie należy uważać, iż próg jonizacji powinien przewyższać największe dopuszczalne napięcie pracy.

Metody bezpośrednie pomiaru jonizacji polegają, jak już wspomniano, na rejestracji drgań powstających w obwodzie pomiarowym. W tym celu należy ułatwić powstawanie drgań o możliwie dużej amplitudzie. Rys. 1 przedstawia dwa typowe obwody służące do pomiaru jonizacji. Drgania powstają w obwodzie złożonym z obiektu badanego, pojemności sprzęgającej (ewentualnie własnej układu zasilającego) oraz indukcyjności L. Powstające przy tych drganiach napięcia na indukcyjności L mierzy się przy pomocy układu pomiarowego, w którego skład wchodzi układ wzmacniający z przyłączonym oscylografem lub przyrządem odchyłowym.

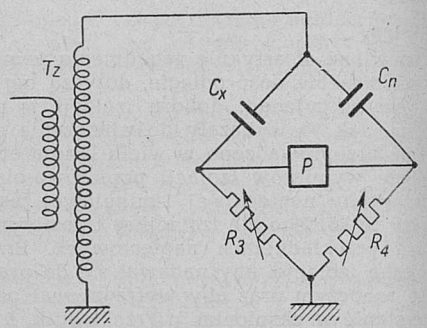
Choć zasada pomiaru jest prosta, jednak występują duże trudności, których przyczynami są: 1) ulot z części metalowych badanego obiektu, znajdujących się w powietrzu pod wysokim napięciem, 2) zakłócenie napięcia zasilającego, 3) konieczność dużego wzmocnienia w układzie pomiarowym, 4) wpływ nadchodzących z otoczenia zakłóceń elektromagnetycznych wywołanych dużą czułością układu.

Podane wyżej układy są wrażliwe na zakłócenia napięcia zasilającego, toteż czasami stosuje się skomplikowane układy z filtrami dolnoprzepustowymi napięcia zasilającego, jak np. układ pokazany na rys. 2. Zastosowanie takiego układu wyklucza możliwość zakłócenia wyników przez drgania wysokiej częstotliwości, nakładające się na napięcia zasilające (drgania takie mogą być wywołane przez ulot na transformatorze zasilającym, przez działanie antenowe przewodów zasilających



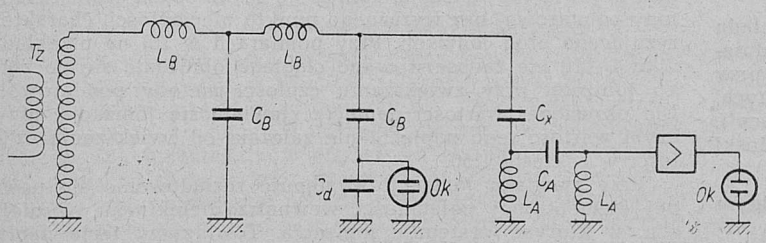
Rys. 1. Typowe schematy do badania jonizacji

Bo — badany obiekt
L — indukcyjność, ewentualnie filtr górnoprzepustowy
P — układ pomiarowy
C_s — pojemność sprzęgająca
C_w — pojemność własna układu zasilającego, tj. transformatora i szyn
R — opór odcinający
Tz — transformator zasilający



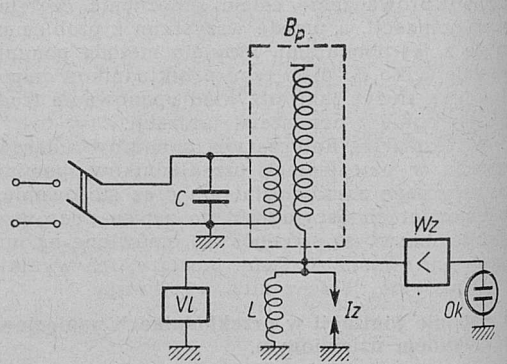
Rys. 3. Układ mostkowy do pomiaru jonizacji

C_x — obiekt badany
C_n — kondensator, w którym nie występuje jonizacja



Rys. 2. Układ do badania jonizacji z eliminacją zakłóceń napięcia zasilającego

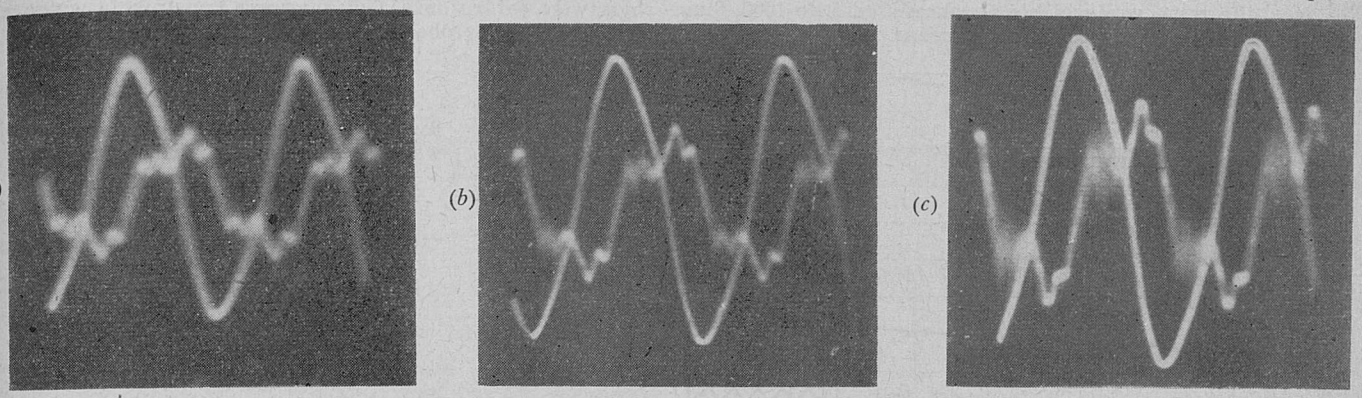
L_B, C_B — indukcyjności i pojemności filtru dolnoprzepustowego
Ok — oscylograf katodowy
C_x — badany obiekt
L_A, C_A — indukcyjność i pojemność filtru górnoprzepustowego



Rys. 4. Układ do badania jonizacji przekładników U-110

Bp — badany przekładnik
Vl — woltomierz lampowy
Wz — wzmacniacz
Ok — oscylograf katodowy
L — dławik o indukcyjności 6,6 mH
C — kondensator o pojemności 1 μF
Iz — iskiernik zabezpieczający

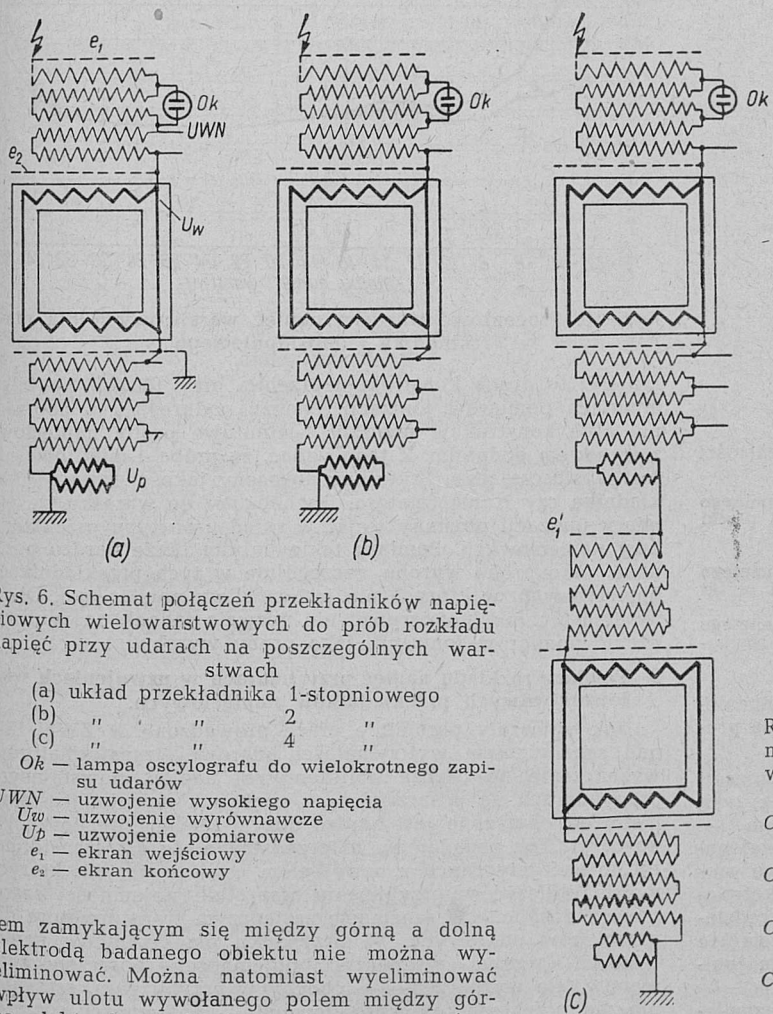
lub przez inne przyczyny). W układzie tym zastosowano także zamiast indukcyjności L z rys. 1 filtr górnoprzepustowy, który eliminuje prąd o harmonicznej podstawowej. W układzie tym można przeprowadzać pomiary tylko przy takich wartościach napięć, przy których nie występuje ulot na doprowadzeniu do



Rys. 5. Oscylogramy napięcia zasilającego i napięcia powstającego na indukcyjności L dla wartości napięcia: (a) poniżej progu jonizacji, (b) odpowiadającego progowi jonizacji, (c) powyżej progu jonizacji
Częstotliwość napięcia zasilającego 120 Hz

badanej próbki, nie jest bowiem możliwe przy występowaniu ulotu wydzielenie go z mierzonych wielkości.

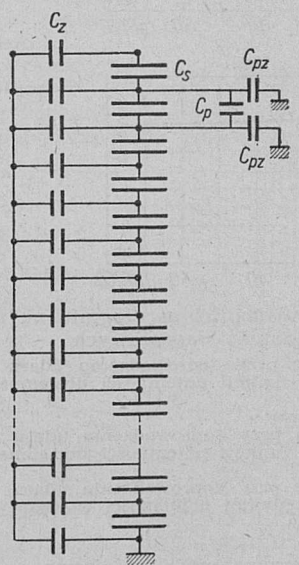
Przy badaniach jonizacji układów izolacyjnych urządzeń na wyższe napięcia znamionowe ulot stanowi największą trudność przy pomiarze jonizacji. Wpływu ulotu wywołanego po-



Rys. 6. Schemat połączeń przekładników napięciowych wielowarstwowych do prób rozkładu napięć przy udarach na poszczególnych warstwach
(a) układ przekładnika 1-stopniowego
(b) „ „ „ 2 „
(c) „ „ „ 4 „
Ok — lampa oscylografu do wielokrotnego zapisu udarów
UWN — uzwojenie wysokiego napięcia
U_W — uzwojenie wyrównawcze
U_p — uzwojenie pomiarowe
e_1 — ekran wejściowy
e_2 — ekran końcowy

lem zamykającym się między górną a dolną elektrodą badanego obiektu nie można wyeliminować. Można natomiast wyeliminować wpływ ulotu wywołanego polem między górną elektrodą a ziemią, wykonując pomiary w układzie mostkowym według schematu podanego na rys. 3. Żeby wyeliminować wpływ ulotu w kierunku dolnej elektrody, można osłonić ją przy pomocy uziemionego ekranu. Mostek nastawia się na minimum wychylenia przyrządu pomiarowego przy jonizacji sztucznie wywołanej w zewnętrznym obwodzie mostka. Następnie przy pomocy tego samego przyrządu — nie zmieniając nastawienia mostka — mierzy się jonizację badanego obiektu.

W pomiarach wykonywanych w IEl przy badaniu jonizacji przekładników napięciowych 110-kilowoltowych zastosowano układ pokazany na rys. 4. Układ ten odpowiada w pewnym stopniu układowi (b) z rys. 1. W badanym przekładniku wzbudzano napięcie w uzwojeniu górnego napięcia przez zasilanie przekładnika od strony uzwojeń pomiarowych. Dla uniknięcia ulotu zdjęto pokrywę z przekładnika, a przewód łączący uzwojenie wysokiego napięcia z pokrywą uciąto tuż przy uzwojeniu i miejsce to dodatkowo zaizolowano. Metoda taka nie jest, oczywiście, możliwa do zastosowania w przypadku prób wyrobu przekładników napięciowych lub wszelkich prób napięciowych takich urządzeń, jak przekładniki prądowe, transformatory energetyczne lub wyłączniki, tj. tam, gdzie są izolatory przepustowe i gdzie doprowadzenia do nich odgrywają znaczną rolę izolacyjną.



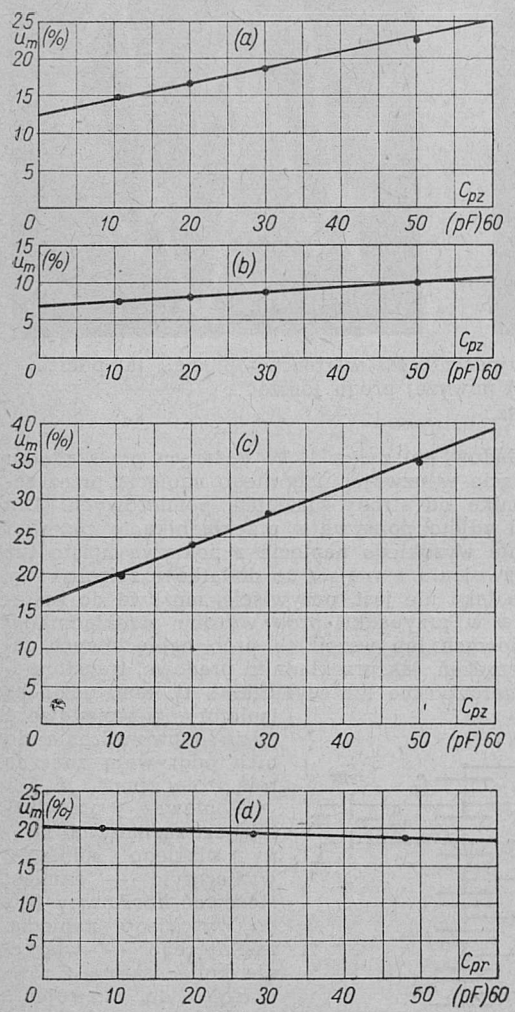
Rys. 7. Pojemnościowy schemat zastępczy przekładnika wraz z przyłączonymi pojemnościami oscylografu
Cs — pojemność szeregowa międzywarstwowa przekładnika (~ 4000 pF)
Cz — pojemność doziemna warstwy przekładnika (~ 1 pF)
Cp — pojemność między płytkami oscylografu (~ 5 pF)
Cpz — pojemność doziemna płytki wraz z doprowadzeniem (~ 11 pF)

Ponieważ przekładnik jest zasilany od strony niskiego napięcia, wystarczyło — zamiast stosować kosztowny filtr do wysokiego napięcia, zasilającego — włączenie kondensatora C równolegle do uzwojenia pomiarowego, aby wyeliminować zakłócenia wysokiej częstotliwości na napięciu zasilającym. Bez tego kondensatora zakłócenia uniemożliwiały praktycznie pomiary jonizacji.

Przeprowadzone pomiary miały na celu wyznaczenie progu jonizacji i natężenia jonizacji w funkcji napięcia dla przekładników U-110. Próg jonizacji mierzono przy pomocy wzmacniacza i oscylografu oraz niezależnie od tego przy pomocy włączonego równolegle do nich woltomierza lampowego. Woltomierz ten służył także do pomiaru natężenia jonizacji, a mianowicie mierzył napięcie U_o, występujące na indukcyjności L.

Zakłócenia elektromagnetyczne utrudniają w dużym stopniu pomiar jonizacji szczególnie przy zastosowaniu do pomiaru przyrządów odchyłowych. Przy użyciu oscylografu zakłócenia elektromagnetyczne są mniej kłopotliwe, ponieważ mają inny charakter od przebiegów wywołanych jonizacją,

Zakłócenia elektromagnetyczne mają zwykle charakter przypadkowy i pojawiają się w miejscach odpowiadających różnym momentom. Próg jonizacji zaczyna się dla określonego czasu w pobliżu momentu, kiedy napięcie ją wywołujące osiąga maksimum. Przy obserwacji badanych przebiegów na oscylografie stosowano wzmocnienie w zakresie od 5 do 1000. Przy dużym wzmocnieniu (300) jonizację można zaobserwować stosunkowo łatwo, ale już przy znacznie mniejszym wzmocnieniu (6) czułość była jeszcze wystarczająca do uchwycenia progu jonizacji.

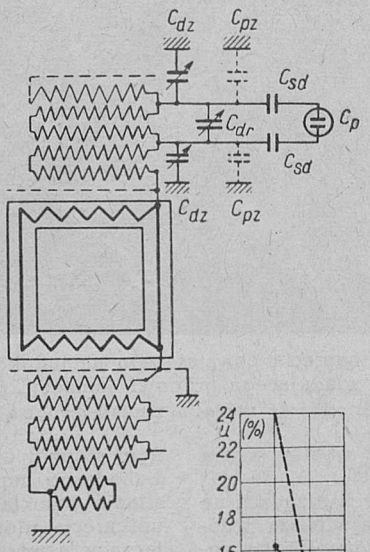


Rys. 8. Wpływ wartości pojemności oscylografu na wartości maksymalne napięć warstwowych

(a) Napięcie na 1—2 warstwie przy doprowadzeniu udaru pełnego do początku uzwojenia w funkcji pojemności doziemnej płytki wraz z doprowadzeniem
(b) Jak pod (a) dla 5—6 warstwy
(c) Napięcie na 1—2 warstwie przy doprowadzeniu udaru uciętego do początku uzwojenia w funkcji pojemności doziemnej płytki wraz z doprowadzeniem
(d) Napięcie na 1—2 warstwie przy doprowadzeniu udaru uciętego do początku uzwojenia w funkcji pojemności włączonej równolegle do płytek oscylografu

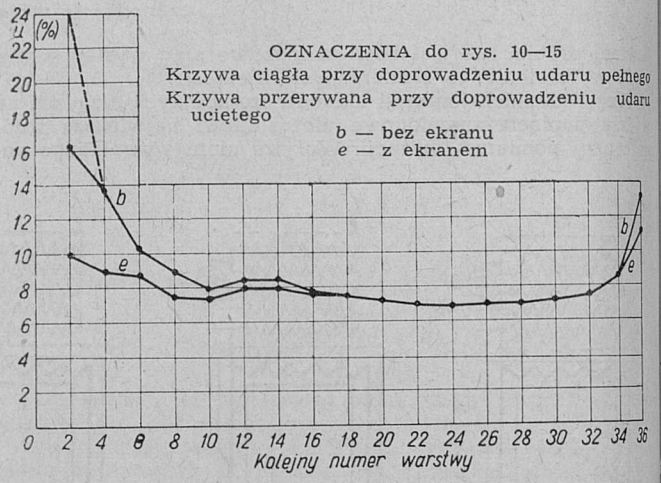
W Instytucie dla porównania wykonano pomiary jonizacji dla dwóch konstrukcji przekładników U-110. Jedna z tych konstrukcji była o izolacji papierowo-olejowej, druga — obecnie wycofana z eksploatacji — o izolacji papierowej nasycanej lakierem bakielitowym. Napięcie odpowiadające progowi jonizacji wyznaczono przy pomocy oscylografu katodowego. Pokazane na rys. 5 oscylogramy (a), (b), (c) przedstawiają napięcie zasilające przekładnik i napięcie powstające na indukcyjności L dla wartości napięcia poniżej progu jonizacji, dla progu jonizacji i powyżej progu.

Dla napięcia, odpowiadającego progowi jonizacji i zamierzonego przy pomocy oscylografu, woltomierz lampowy na zakresie 0,75 V nie wychylał się jeszcze widocznie z położenia zerowego. Dla napięcia o kilka procentów wyższego mierzył już napięcie proporcjonalne do natężenia jonizacji. Dla konstrukcji papierowo-olejowej próg jonizacji wynosił 160 kV, dla drugiej — 90 kV. Natężenie jonizacji dla pierwszej konstrukcji wzrastało w funkcji napięcia nieznacznie i liniowo (przy napięciu probierczym 230 kV wynosiło 0,4 V). Dla drugiej konstrukcji już dla 170 kV napięcie U_o wynosiło 7 V, a więc przeszło 50 razy więcej niż natężenie jonizacji przy tym samym napięciu dla pierwszej konstrukcji. Różnica była więc bardzo duża. Gdy pierwsza konstrukcja wytrzymała bez uszkodzeń próbę udarową 550/630 kV i próbę napięciem



Rys. 9. Schemat układu, w którym przeprowadzono pomiary rozkładu udarowych napięć warstwowych w przekładniku

C_p — pojemność między płytkami oscylografu (5 pF)
C_{pz} — pojemność płytki i przewodu doprowadzającego względem ziemi (11 pF)
C_{sd} — pojemność szeregowa dodatkowa (20 pF)
C_{dz} — dodatkowa regulowana pojemność doziemna (0÷60 pF)
C_{dr} — dodatkowa regulowana pojemność równoległa (0÷60 pF)



OZNACZENIA do rys. 10—15

Krzywa ciągła przy doprowadzeniu udaru pełnego
Krzywa przerywana przy doprowadzeniu udaru uciętego
b — bez ekranu
e — z ekranem

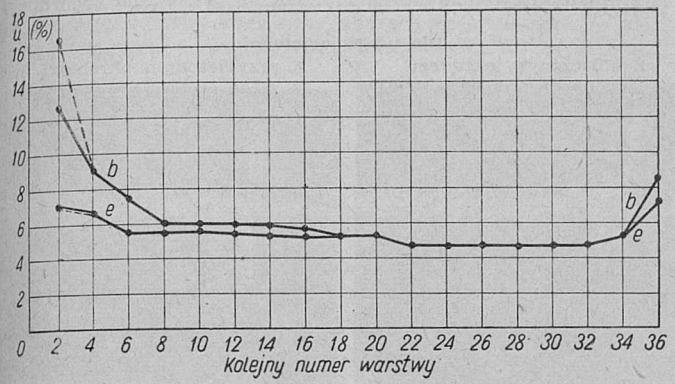
Rys. 10. Procentowe wartości napięć warstwowych dla przekładnika jednostopniowego

270 kV, to druga konstrukcja przebiła przy 180 kV po kilku minutach pomiarów jonizacji. Należy podkreślić, iż poprzednio obie konstrukcje przeszły 1-minutowe próby napięciowe z wynikiem dodatnim. Z tego widać, że próba 1-minutowa nie jest wystarczającym kryterium do oceny jakości izolacji przekładnika czy transformatora. Dochodzimy do wniosku, że pomiary jonizacji powinny wejść w skład prób typu przekładników napięciowych. Pomiary takie byłyby także bardzo pożądane, jako próba wyrobu, szczególnie w tych przekładnikach napięciowych, w których nie jest możliwy pomiar tg δ. Obecny stan techniki pomiarowej nie pozwala jednak na wprowadzenie pomiarów jonizacji, jako próby wyrobu.

3. Pomiary rozkładu napięć przy udarach w uzwojeniach wielowarstwowych przekładników napięciowych.

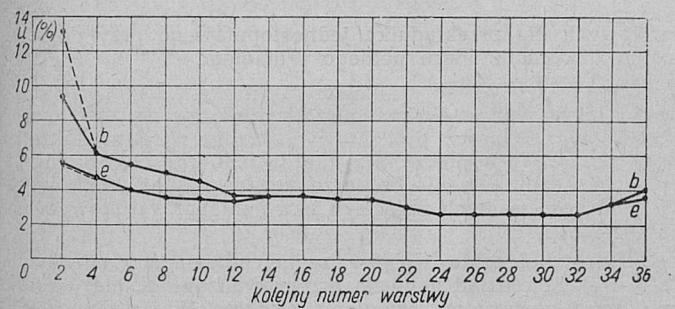
Jak wykazały paroletnie prace prowadzone w ZWN IEl nad zagadnieniem wytrzymałości udarowej transformatorów, wyznaczanie na drodze obliczeniowej napięć, powstających przy udarach na poszczególnych częściach uzwojeń transformatorów, obarczone jest bardzo dużym błędem (dochodzącym do 30%). Tak zagadnienie to przedstawia się dla transformatorów energetycznych z uzwojeniem cewkowym, dla których można obliczyć w przybliżeniu wszystkie pojemności szeregowe i doziemne w schemacie zastępczym transformatora dla przebiegów udarowych. W przypadku przekładników napięciowych można wyznaczyć pojemności poszczególnych warstw, ale wyznaczenie — choćby w przybliżeniu, szczególnie dla przekładników kaskadowych — pojemności poszczególnych warstw względem ziemi jest praktycznie niemożliwe. Pojemności te są tak małe w porównaniu z pojemnościami międzyzwojowymi i międzywarstwowymi, że wpływu ich nie można uwzględnić, a więc uproszczony schemat pojemnościowy będzie obarczony jeszcze większym błędem niż dla transformatorów energetycznych.

Wskutek dużej pojemności międzywarstwowej w stosunku do doziemnych pojemności warstw przypuszczało się na ogół, że rozkład napięć na warstwach przy udarach jest zbliżony do liniowego. Dla zbadania tej sprawy i uzyskania wytycznych



Rys. 11. Procentowe wartości napięć warstwowych dla przekładnika 2-stopniowego, jednoczłonowego

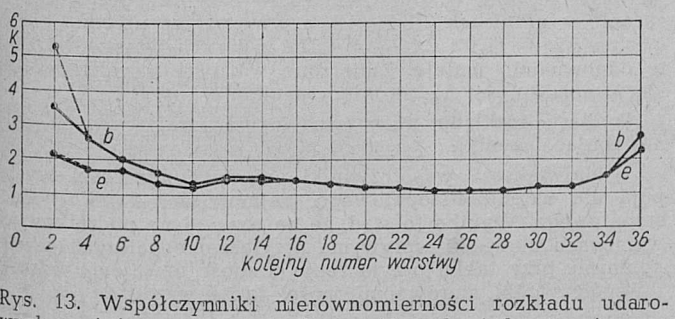
do doboru grubości izolacji warstwowej wykonano pomiary rozkładu napięć udarowych przy pomocy oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych [8]. Pomiary przeprowadzono na modelu przekładnika, wykonanym specjalnie w tym celu przez Zakłady Wytwórcze Aparatów Wysokiego Napięcia im. G. Dymitrowa w Warszawie. Model ten w zasadzie nie różnił się od normalnych przekładników napięciowych 110-kilowoltowych typu U-110 produkcji Zakładów A-1. Wykonano tylko dodatkowo wyprowadzenia z poszczególnych warstw, dzięki którym można było mierzyć napięcie panujące na tych war-



Rys. 12. Procentowe wartości napięć warstwowych dla przekładnika 4-stopniowego, 2-członowego

stwach. Schemat takiego przekładnika przedstawiony jest na rys. 6b. Przekładnik ma dwie cewki uzwojenia wysokiego napięcia. Każda z nich składa się z 36 warstw po ~ 460 zwojów razem 16 000 zwojów z drutu o średnicy 0,25 mm w emalii z oprzędem jedwabnym. Izolacja międzywarstwowa składa się z 20 warstw papieru o łącznej grubości 1,3 mm.

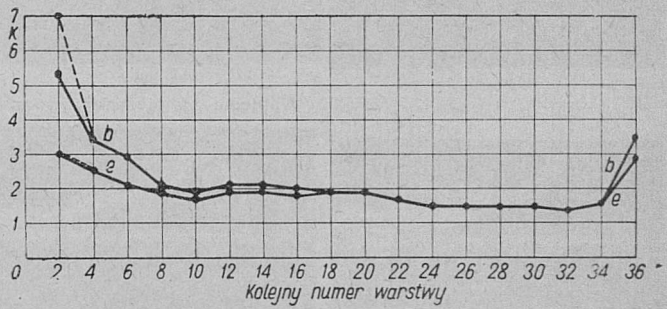
Pomiary przeprowadzano dla układów przekładnika napięciowego składającego się z 1, 2 lub 4 cewek stanowiących stopnie kaskady przekładnika napięciowego (rys. 6). Układ (b)



Rys. 13. Współczynniki nierównomierności rozkładu udarowych napięć warstwowych dla przekładnika jednostopniowego

odpowiada omówionemu wyżej modelowi przekładnika U-110; jest to przekładnik jednoczłonowy (tj. o jednym obwodzie magnetycznym) dwustopniowy (tj. dwucewkowy z rdzeniem pod połową napięcia). Układ (a) odpowiada przekładnikowi jednoczłonowemu jednostopniowemu. Powstał on z układu (b) przez uziemienie rdzenia. Jak wykazały pomiary, po uziemieniu rdzenia dolna cewka — zwarta czy otwarta — nie wpływała praktycznie na przebiegi napięć międzywarstwowych w cewce górnej. Układ (c) odpowiada przekładnikowi dwuczłonowemu czterostopniowemu. Powstał on przez ustawienie modelu na normalnym przekładniku U-110. Uzwojenie wiążące strumienie w poszczególnych członach zastąpiono ekranem e'_1 (rys. 6), co jak wykazały pomiary nie ma praktycznie wpływu na badane przebiegi napięć międzywarstwowych.

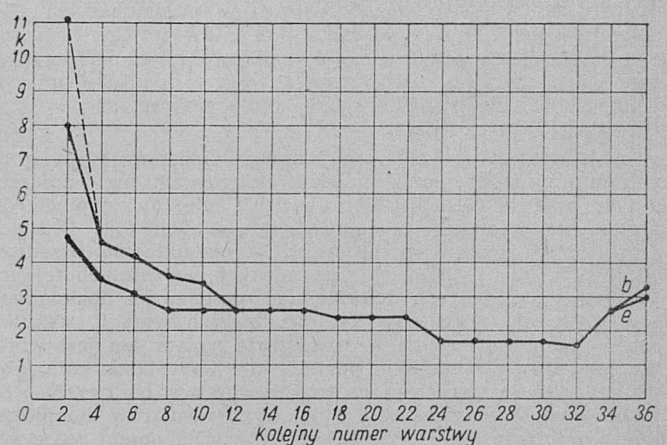
Przy pomiarach oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych ustawiono obok badanego przekładnika, przy czym maksymalne długości połączeń dla układów (a), (b) i (c) wynosiły odpowiednio 20, 30 i 70 cm. Do połączeń użyto cienkiego drutu miedzianego o średn. 0,1 mm. Początek uzwojenia modelu połączono z generatorem udarowym oscylografu do zapisu udarów wielokrotnych. Do płyt oscylografu doprowadzono napięcia powstające na poszczególnych cewkach i warstwach. Powstające na ekranie oscylografu przebiegi napięć



Rys. 14. Współczynniki nierównomierności rozkładu udarowych napięć warstwowych dla przekładnika 2-stopniowego, jednoczłonowego

zarejestrowano fotograficznie. Zmierzone z oscylogramów wartości maksymalne napięć warstwowych i cewkowych wyrażono w procentach w stosunku do amplitudy udaru doprowadzonego.

Jak wykazały pomiary, wpływ pojemności oscylografu na rozkład napięć udarowych w uzwojeniu przekładnika jest znacznie większy niż analogiczny wpływ pojemności oscylografu na rozkład napięć udarowych w transformatorach ener-



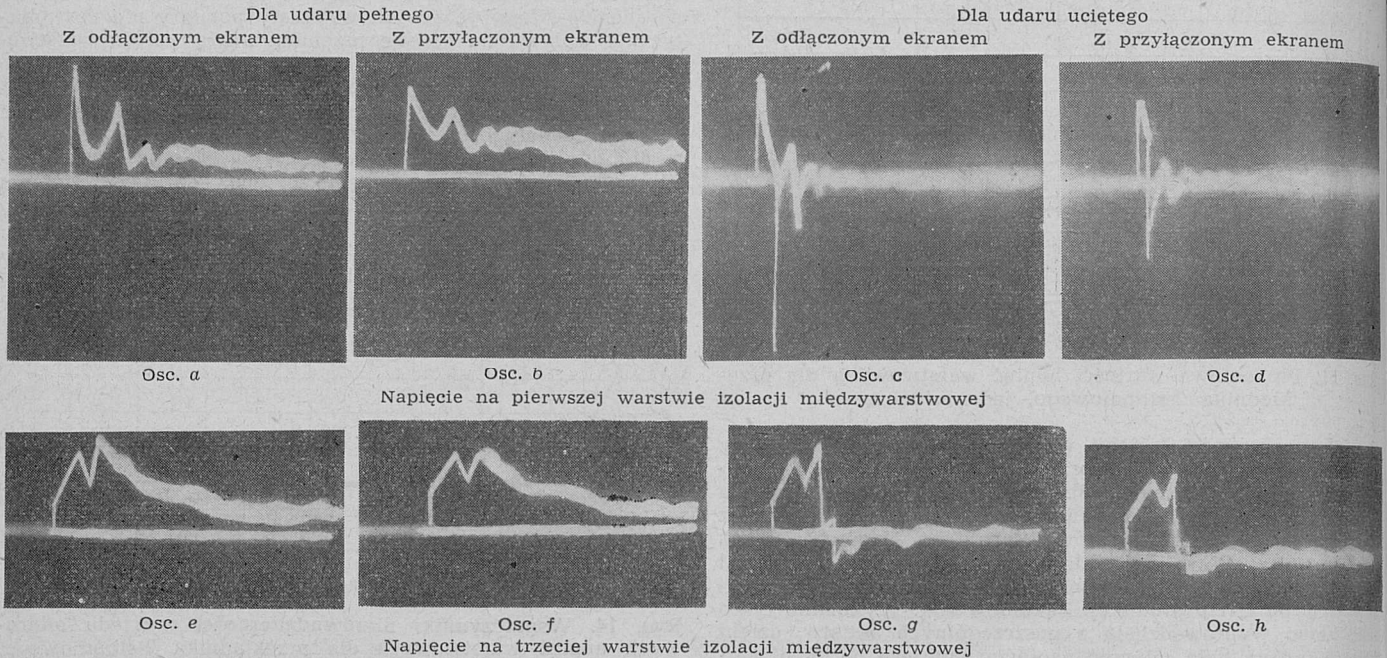
Rys. 15. Współczynniki nierównomierności rozkładu udarowych napięć warstwowych dla przekładnika 4-stopniowego 2-członowego

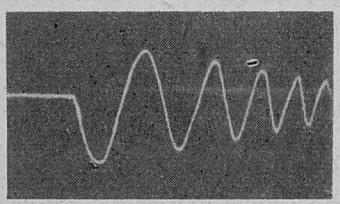
getycznych [8]. Wynika to stąd, że pojemności doziemne C_z (rys. 7) dla przekładników są bardzo małe i dlatego przyłączenie oscylografu, to jest pojemności C_{pz}, powoduje duże zmiany w badanym rozkładzie napięć.

Rys. 8 przedstawia maksymalne wartości napięcia warstwowego w funkcji C_{pz}, tj. pojemności płytki względem ziemi. Dla dzielnika, wbudowanego w używany do pomiarów oscylograf, pojemności C_{pz} dla wyższych stopni dzielnika, na których trzeba przeprowadzać pomiary, aby otrzymać wystarczające wychylenie, zawierają się w granicach 60—80 pF. Dla pojemności C_{pz} = 60 pF, jak to wynika z rys. 8, błąd przy pomiarze napięcia na pierwszej-drugiej warstwie przy doprowadzeniu udaru pełnego wynosi 100%, przy pomiarze na piątej-szóstej warstwie 50%. Dla udaru uciętego otrzymuje

się jeszcze większe błędy. Z tego powodu pomiary przeprowadzano w układzie bez dzielnika napięcia, lecz z przyłączaniem mierzonego napięcia do płytek oscylografu przez dodatkowe pojemności szeregowe C_{sd}. Te pojemności szeregowe miały za zadanie z jednej strony zmniejszyć pojemność wejściową

Otrzymane wyżej omówioną metodą procentowe wartości napięć, powstających na poszczególnych warstwach przy doprowadzeniu udaru pełnego i uciętego do początku uzwojenia, przedstawiają odpowiednio dla przekładnika jedno-, dwu- i czterostopniowego rys. 10, 11 i 12. Na rysunkach tych poka-





Osc. *i*. Skalowanie osi czasu. Okres drgań $T = 10$ μs

Rys. 16. Oscylogramy napięć warstwowych dla przekładnika jednostopniowego przy doprowadzeniu do początku uzwojenia udaru pełnego i uciętego

oscylografu, a z drugiej wyrównać wypadkowe wartości pojemności C_{pz} dla obu płytek, ponieważ niewielkie (rzędu dziesiątych części pikofaradu) różnice w pojemnościach C_{pz} powodują już błędy rzędu kilku procentów wartości mierzonego napięcia warstwowego. Wypadkowa pojemność względem ziemi płytki i doprowadzenia wraz z dodatkowymi pojemnościami szeregowymi wynosiła dla zastosowanego układu 11 pF.

Aby wyznaczyć wpływ pojemności doziemnych, przeprowadzono pomiary napięć międzywarstwowych przy dołączeniu do przewodów, które doprowadzają mierzone napięcie do płytek, dodatkowych pojemności doziemnych C_{dz}. Dla poszczególnych warstw przeprowadzono w układzie przedstawionym na rys. 9 pomiary przy różnych wartościach tej pojemności. Wpływ tych dodatkowych pojemności doziemnych jest różny dla początkowych i następnych warstw, wskutek czego dla początkowych warstw, gdzie wpływ ten jest większy, przeprowadzono takie pomiary dla wszystkich kolejnych warstw, a dla dalszych — co trzecią warstwę. Na rys. 8a i 8b przedstawiono przykładowo wynik tych pomiarów dla pierwszej-drugiej oraz piątej-szóstej warstwy. Dla napięć warstwowych, powstających przy doprowadzeniu udaru uciętego, wpływ dodatkowych pojemności doziemnych jest jeszcze większy, co pokazuje rys. 8c.

Wykonano także pomiary, sprawdzające wpływ pojemności włączonej równolegle do płytek. Dla napięć warstwowych wywołanych doprowadzeniem do początku uzwojenia udaru pełnego dodatkowa pojemność równoległa do płytek C_{dr} nawet rzędu 60 pF (pojemność wejściowa układu bez pojemności C_{dz} i C_{dr} wynosi 8 pF) nie wpływa dostrzegalnie na wartości mierzonego napięcia. Wywołane to jest stosunkowo dużą wartością pojemności międzycewkowej (ok. 4000 pF). Przy doprowadzeniu udaru uciętego wpływ dodatkowej pojemności równoległej do płytek jest już uchwytny (rys. 8d).

Tak więc ze względu na charakterystyczne własności pojemnościowego schematu zastępczego (bardzo duże C_s w stosunku do C_z) pomiary udarowego rozkładu napięć w uzwojeniach wielowarstwowych przekładników są trudne i wymagają wielkiej dokładności w ich przeprowadzaniu.

zano także wpływ ekranu początkowego na wartości napięć cewkowych. Oprócz procentowych napięć podano także na rys. 13, 14 i 15 współczynniki nierównomierności rozkładu napięć (tj. stosunki napięć zmierzonych do napięć, które wystąpiły na tych samych częściach uzwojenia przy liniowym rozkładzie napięcia).

Dla stwierdzenia wpływu zmian pojemności międzywarstwowej na rozkład napięcia przeprowadzono pomiary zarówno przed nasyceniem uzwojenia olejem, jak i po nasyceniu. Nasycenie zwiększyło stałą dielektryczną izolacji papierowej o 80%, a więc pomiary na przekładniku nasyconym odpowiadają rozkładowi napięć na przekładniku o zmniejszonej 1,8 raza grubości izolacji międzywarstwowej. W ten sposób można było wykonać pomiary porównawcze bez uciekania się do nowego modelu, co jest dość kosztowne i kłopotliwe.

Pomiary wykonywano na przekładniku wyjętym ze zbiornika, przy czym dla kontroli przeprowadzono również pomiary dla przekładnika zanurzonego w oleju we własnym zbiorniku. Dla pierwszej warstwy przy udarze normalnym pełnym (1/50) współczynniki nierównomierności są zawarte przy odłączonym ekranie w granicach 3,5 — 8,0, przy przyłączonym ekranie w granicach 2,1 — 4,7, a przy udarze uciętym analogicznie 5,2 — 11,1 i 2,1 — 4,7. Dla dalszych warstw wartości te odpowiednio maleją. Zmierzone wartości współczynników nierównomierności nie są więc specjalnie duże.

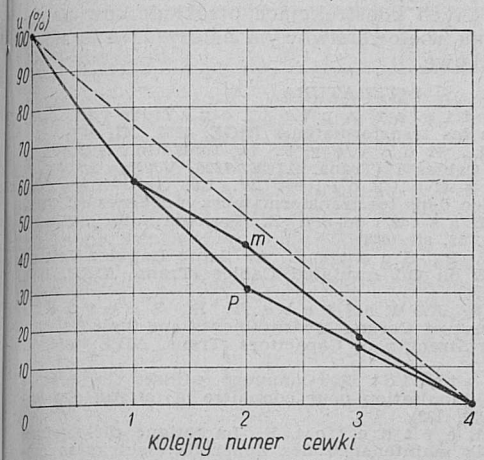
Pomiary rozkładu udarowych napięć warstwowych dały następujące wyniki:

1) Największe współczynniki nierównomierności występują dla układu 4-stopniowego, najmniejsze — dla jednostopniowego. Wynika to stąd, że na rozkład na początkowych warstwach niewielki wpływ ma przyłączenie dalszych cewek, ponieważ przy takim przyłączeniu długość uzwojenia wzrasta i współczynniki nierównomierności także wzrosną.

2) Ucięcie udaru powoduje wzrost napięcia tylko na pierwszych dwóch warstwach i tylko przy odłączonym ekranie; dla trzeciej i następnych warstw oraz dla pierwszych dwóch warstw przy przyłączonym ekranie ucięcie nie wpływa na zwiększenie napięć, jak widać z oscylogramów na rys. 16.

3) Ekrany wpływają przede wszystkim na najbliższe warstwy. Ekran początkowy e_1 wpływa na napięcia do 16 warstwy, końcowy e_2 wpływa tylko na dwie ostatnie warstwy.

Działanie ekranu początkowego jest większe wskutek tego, że przy początkowym rozkładzie napięcia na początku uzwojenia występują znacznie większe spadki napięcia niż na końcu. Należy podkreślić dość znaczną rolę ekranu początkowego, który obniża dla pierwszej warstwy maksymalną amuplitudę napięć warstwowych przy udarach pełnych o 40 — 45%, a przy uciętych o ~ 60%. Dla dalszych warstw wpływ jest



p — początkowy rozkład napięć
m — rozkład maksymalnych napięć

Rys. 17. Rozkład napięć w stosunku do ziemi dla poszczególnych cewek przekładnika czterostopniowego dwuczłonowego

mniejszy; dla drugiej warstwy mieści się w granicach 23—35%, dla następnych jest jeszcze mniejszy, przy czym ze względu na coraz niższe współczynniki nierównomierności działanie ekranu staje się mniej potrzebne.

4) Porównanie napięć na pierwszych i następnych warstwach dla uzwojenia w powietrzu przed nasyceniem i po nasyceniu świadczy, że rozkład napięć warstwowych praktycznie nie zmienił się przy zwiększeniu pojemności międzywarstwowych o 80%. Zjawisko to ma duże znaczenie, ponieważ pozwala na podstawie otrzymanych wyników określić napięcia międzywarstwowe dla przekładników o podobnej konstrukcji.

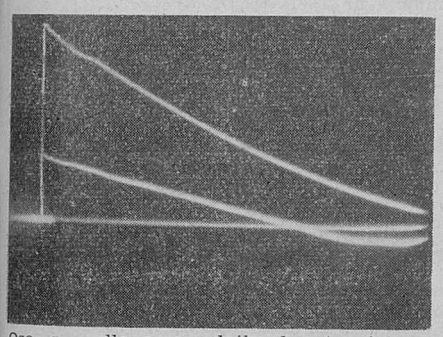
Oprócz napięć warstwowych mierzono napięcia cewkowe dla przekładnika dwu- i czterostopniowego. Napięcie na pierwszej cewce przekładnika dwustopniowego bez ekranu wynosi 63%, na drugiej 37% udaru doprowadzonego. Założenie ekranu w niewielkim stopniu polepsza ten rozkład, ponieważ przy założonym ekranie napięcie na pierwszej cewce wynosi 60%, na drugiej cewce 40%.

Rozkład napięć w stosunku do ziemi na cewkach przekładnika czterostopniowego przy doprowadzeniu udaru do początku uzwojenia przedstawia rys. 17. Na rysunku tym zaznaczono — obok początkowego pojemnościowego rozkładu — rozkład maksymalnych napięć wywołanych drganiami, w których obok pojemności odgrywają rolę indukcyjności cewek. Przebiegi napięć powstających na poszczególnych cewkach w początkowym czasie (czas pisania około 100 μs) od chwili doprowadzenia udaru, pokazane na rys. 18b, nie wykazują oscylacji. Natomiast te same przebiegi napięć przedstawione na oscylogramie z rys. 18c, dla których czas pisania jest 4-krotnie większy (około 400 μs) są drgające. Nieliniowy rozkład napięć cewkowych spowodowany jest brakiem obudowy z armaturą sterującą rozkład pola. Przy odpowiedniej armaturze, tj. przy odpowiednich pierścieniach pojemnościowych, można uzyskać rozkład liniowy napięć cewkowych także dla przekładników wielostopniowych. Jednak, jak wykazały pomiary, na wielkości napięć warstwowych w pierwszej cewce praktycznie nie wpływa rozkład napięć cewkowych.

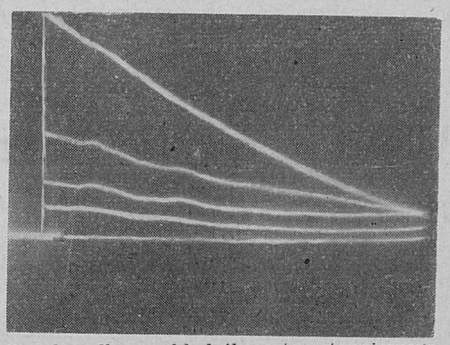
Jak wynika z dokonanych pomiarów, napięcie na pierwszej warstwie dwustopniowego przekładnika z ekranem początkowym wynosi 7%, a w przypadku czterostopniowego przekładnika 5,5% wartości szczytowej udaru doprowadzonego. Na pierwszej warstwie izolacji międzywarstwowej przekładnika dwustopniowego panuje więc napięcie tylko o 30% wyższe niż na izolacji przekładnika czterostopniowego o dwukrotnie większej liczbie warstw. Na drugiej warstwie napięcie jest o 40% wyższe, na dalszych o 60%. Otrzymane wyniki pomiarów świadczą o niecelowości stosowania przekładników napięciowych kaskadowych wielostopniowych.

Konstrukcje kaskadowe wielostopniowe powstały ze względów ekonomicznych i technicznych wtedy, kiedy przy użyciu stosowanych wówczas materiałów izolacyjnych, jak porcelana, olej, czy bakelit, nie można było uzyskać — ze względu na wymagania napięciowe o częstotliwości technicznej — konstrukcji o dostatecznie małych wymiarach. Obecnie — przy stosowaniu izolacji papierowo-olejowej, uzwojeń wielowarstwowych i kadzi porcelanowych — otrzymanie konstrukcji przekładnika napięciowego kaskadowego jednordzeniowego nawet na 220 kV nie stanowi specjalnego zagadnienia izolacyjnego.

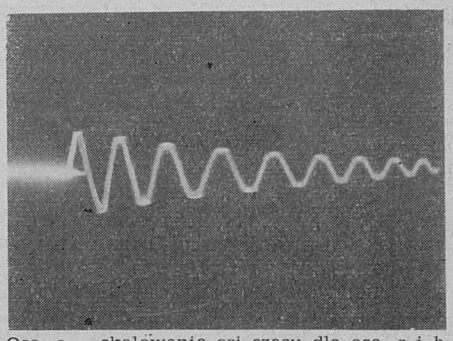
Ciekawe są wartości maksymalnych naprężeń izolacji, jakie wytrzymuje izolacja międzywarstwowa przekładników U-110. Przekładniki takie przeszły już uprzednio z wynikiem dodatnim próby udarowe udarem pełnym 550 kV i udarem uciętym 630 kV. Ponieważ napięcie zmierzone na dwóch pierwszych



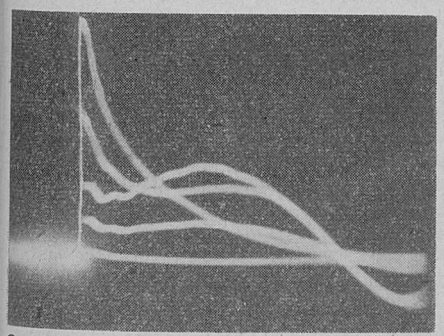
Osc. *a* — dla przewodnika dwustopniowego



Osc. *b* — dla przekładnika czterostopniowego

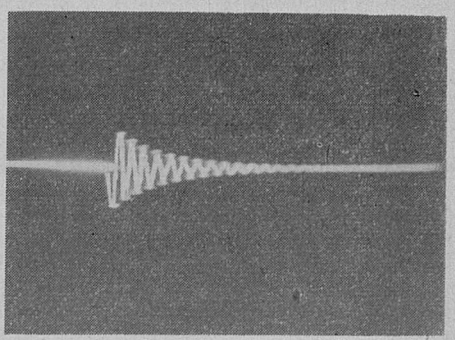


Osc. *c* — skalowanie osi czasu dla osc. *a* i *b* okres drgań $T = 10$ μs



Osc. *d* — jak osc. *b* tylko przy znacznie większym czasie pisania

Rys. 18. Oscylogramy napięć w stosunku do ziemi dla poszczególnych cewek przekładników napięciowych wielostopniowych



Osc. *e* — skalowanie osi czasu dla oscylogramu *d*, okres drgań $T = 10$ μs

warstwach wynosiło 12,5 i 16,5%, to średnie naprężenia w pierwszej warstwie izolacji międzywarstwowej będą równe:

$$\text{przy udarze pełnym } K_1 = \frac{550 \cdot 0{,}125}{0{,}13} = 530 \text{ kV/cm},$$

$$\text{przy udarze uciętym } K_1 = \frac{630 \cdot 0{,}165}{0{,}13} = 800 \text{ kV/cm}.$$

Dla izolacji po trzeciej warstwie naprężenie równa się

$$K_2 = \frac{550 \cdot 0{,}090}{0{,}13} = 380 \text{ kV}.$$

Przy wyciąganiu wniosków z wartości zmierzonych maksymalnych naprężeń izolacji międzywarstwowej należy uwzględnić przede wszystkim to, że czas trwania półszczytu tych naprężeń przy udarze pełnym dla pierwszej cewki jest rzędu 1 μs, a dla drugiej i następnych jest nie mniejszy od 10 μs. Dla udaru uciętego ze względu na bardzo krótki czas trwania przebiegu czas trwania półszczytu trudno jest dokładnie określić, jest on rzędu 0,1 μs, a w każdym razie jest mniejszy od 0,25 μs.

Wytrzymałość udarowa izolacji papierowo-olejowej dla czasów większych od 1 μs aż do 10 000 μs zmienia się w niewielkim stopniu. Dla czasów mniejszych od 1 μs wytrzymałość wzrasta. Podane w literaturze krzywe wytrzymałości w zależności od czasu trwania naprężenia dla czasów mniejszych od 1 μs różnią się znacznie: różnice dochodzą do 250% [3, 4]. Dlatego wnioski z wyników otrzymanych przy udarach uciętych można będzie wyciągnąć dopiero po przeprowadzeniu badań wytrzymałości izolacji papierowo-olejowej przy tak krótkich czasach trwania naprężeń.

Z dokonanych pomiarów wypływają wnioski następujące:

1) Przy pomiarach udarowego rozkładu napięć w przekładnikach napięciowych wielowarstwowych należy zwrócić szczególną uwagę na wpływ pojemności doziemnych oscylografu na wielkości mierzonych napięć warstwowych.

2) Współczynniki nierównomierności rozkładu udarowych napięć warstwowych w pierwszej cewce — dla przekładników napięciowych o uzwojeniu wielowarstwowym z ekranem początkowym — odpowiednio wynoszą: dla jednostopniowego jednoczłonowego 1,1 — 2,1, dla dwustopniowego jednoczłonowego 1,4 — 3,0, dla czterostopniowego dwuczłonowego 1,6 — 4,7.

3) Ze względu na rozkład udarowych napięć warstwowych niecelowe jest stosowanie przekładników napięciowych wielostopniowych, należy stosować przekładniki jednoczłonowe, jedno- względnie dwustopniowe.

4) W projektowanych konstrukcjach przekładników napięciowych o uzwojeniu wielowarstwowym należy zawsze stosować ekrany początkowe.

LITERATURA

[1] Blauchardie et Aptalion. Étude du seuil d'ionisation dans les transformateurs (RGE, 1952, XI, 485)
[2] Dawes C. L., Hoover P. L. Ionization Studies in Paper-Insulated Cables I (Trans. AIEE, 1926, V, 45)
[3] Degoumois Ch., Zoller W. Les contraintes dues aux ondes de choc dans les transformateurs modernes (CIGRÉ, 1950, 124). (Por. Hasterman Z. Transformatory, Przegl. Elektr. 1952, zesz. 12, str. 488)
[4] Foust C. M. P., Scott J. A. Some Impulse-Voltage Breakdown Tests on Oil Insulated Cables (Trans. AIEE, 1940, 381)
[5] Hopkins R. J., Walters T. R., Serville M. E. Development of Corona Measurements and their Relation to the Dielectric Strength of Capacitors (Trans. AIEE, 1951, 70, 1643)
[6] Langlois-Berthelot R. Comment utiliser la mesure des phénomènes d'ionisation pour connaître la fatigue des isolants (CIGRÉ, 1952, 132)
[7] Langlos-Berthelot R. La fatigue diélectrique des isolants et la maintenance des appareils électriques (notamment des transformateurs) (CIGRÉ, 1954, 105)
[8] Lech W. Oscylograf do zapisu udarów wielokrotnych i jego zastosowania do badań transformatorów (ob. Przegl. Elektr., zeszyt niniejszy, str. 64)
[9] Viale M. P. Détection et étude de l'ionisation dans les diélectriques industriels (Rev. d'Électr. et de Mécan. 1954, nr 56, 29)
[10] Whitehead J. B., Kopper J. M. The Dielectric Strength and Life of Impregnated-Paper Insulation – IV (Trans. AIEE, 1945, V. 45, 171)
[11] Worobiow A. A. Tiechnika wysokich napriażenij (Moskwa, 1945)
[12] Żołędziowski S. Pomiary wyładowań niezupełnych (ZWN IElu, dokumentacja nr TWN/0600/GE/52)

XXXIX

MGR INŻ. EUGENIUSZ WASILENKO
Politechnika Gdańska

Badania profilaktyczne transformatorów mierniczych

621.317.799.001.2:621.314.2

Treść. Przegląd najważniejszych metod profilaktycznych badania izolacji transformatorów. Charakterystyka tg δ = $f(U)$ jako podstawa oceny stanu izolacji. Szczegóły techniki pomiarowej. Porównanie wyników badania 12 transformatorów olejowych na 20 kV i modeli izolacji papierowo-olejowej. Wykrycie możliwości zapłonu wyładowań niezupełnych w izolacji przez udar i podtrzymywania ich przy stosunkowo niskim napięciu roboczym.

Профилактические испытания изоляции измерительных трансформаторов. Обзор важнейших методов испытания. Характеристика tg δ = $= f(U)$ как критерий оценки качества изоляции. Детали измерительной техники. Сравнение результатов испытания 12 измерительных трансформаторов с масляной изоляцией на 20 кв с моделью бумажно-масляной изоляции. Установление возможности вспышки частичных разрядов в изоляции при импульсном напряжении и дальнейшей их поддержки при сравнительно невысоком рабочем напряжении.

Prophylactic instrument transformer tests. Review of the more important methods. The tgδ versus U characteristic as criterion of the insulation condition. Details of test technique. Comparison of tests carried out on twelve 20-kV instrument oil- transformers and on specimens of oil-impregnated paper insulation. Insulation ionization caused by impulse overvoltages and maintained under low service voltages.

1. Wstęp.

Izolacja elektryczna ulega podczas pracy różnym zjawiskom obniżającym jej wartość, jak zawilgocenie, starzenie, częściowe przebicie, zanieczyszczenia i uszkodzenia mechaniczne. Występujące przy tym charakterystyczne objawy — zmiana oporności, pojemności, współczynnika strat, progu jonizacji lub inne — są podstawą badań profilaktycznych izolacji.

Jako badanie podstawowe stosuje się na ogół próbę napięciową. Inne badania mają charakter pomocniczy przed tą próbą. W ten sposób zmniejsza się ryzyko przebicia w czasie próby napięciowej.

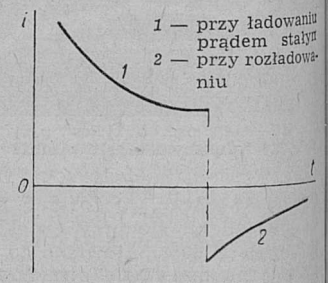
Urządzenia z niepewną izolacją kieruje się do przeglądu i naprawy — najczęściej do suszenia. Prawidłowe wykrycie i określenie dopuszczalnej granicy zawilgocenia izolacji ma szczególne znaczenie dla dużych transformatorów, których suszenie w warunkach eksploatacyjnych jest kłopotliwe i pracochłonne.

Badania profilaktyczne izolacji są szeroko rozpowszechnione w Związku Radzieckim, gdzie opracowano kilka oryginalnych metod badania transformatorów energetycznych.

Praca niniejsza jest wynikiem prób wprowadzenia pomiarów mostkiem Scheringa jako podstawowych badań profilaktycznych izolacji olejowych i małoolejowych transformatorów mierniczych.

2. Wykrywanie zawilgocenia izolacji transformatorów energetycznych.

a) Nagrzewanie kontrolne [1] polega na pomiarze oporności izolacji uzwojeń transformatora przy temperaturze 60 ... 70°C. Jeżeli zmierzona oporność nie jest mniejsza niż 70% wartości podanej przez wytwórnię dla nowego transformatora, to izolację uważa się za suchą. W praktyce rzadko korzysta się z tego sposobu, gdyż oporność izolacji suchej jest najczęściej nieznana.



Rys. 1. Przebieg prądu absorpcyjnego w izolacji

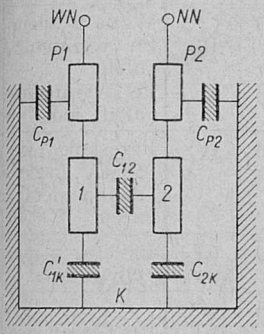
b) Metoda „pojemność-temperatura" [2] jest oparta na różnych przebiegach krzywej pojemności w funkcji temperatury dla izolacji suchej i zawilgoconej. Przy wzroście temperatury pojemność izolacji suchej wzrasta wolniej niż zawilgoconej. Miarą zawilgocenia jest np. stosunek pojemności C_{70}/C_{20} mierzonych przy 70°C i 20°C. Do-

Tablica I. Wyniki badań porównawczych izolacji transformatorów 6-kilowoltowych (wg. Gruszwickiej)

Pomiar	t (°C)	tg δ (%)	$i_{upł}$ (μA)	R (MΩ)	C_2/C_{50}
Przed suszeniem	8	87,1	300	9	1,56
Po suszeniu	10	1,4	4	675	1,12
Przed suszeniem	10	20,0	15	185	1,80
Po suszeniu	20	1,27	1	2700	1,12

puszczalna wartość współczynnika C_{70}/C_{20} nie przekracza 1,2 . . . 1,3. Metoda jest kłopotliwa ze względu na konieczność nagrzania transformatora.

c) Metoda współczynnika absorpcji [3]. Rys. 1 podaje typowy przebieg prądu absorpcyjnego, płynącego w izolacji przy ładowaniu napięciem stałym (krzywa 1) i przy rozładowywaniu (krzywa 2). Przebieg prądu ładującego dla izolacji papierowo-olejowej i pokrewnej zależy w dużym stopniu od zawilgocenia. Izolacja sucha daje silniejszą zmianę prądu w czasie niż zawilgocona. W praktyce nie bada się całej krzywej prądu, lecz mierzy się oporność izolacji R_{15}, R_{60} (zwykle megomierzem) po 15 s i 60 s od doprowadzenia napięcia. Stosunek R_{60}/R_{15} jest wskaźnikiem zawilgocenia. Dla dobrej izolacji wynosi on ponad 1,5 . . . 1,8 przy temperaturze pomiaru 10 . . . 20°C. Dodatkowym kryterium może być wartość oporności R_{60}. Metoda współczynnika absorpcji pozwala również na wykrycie niektórych uszkodzeń lokalnych izolacji.



Rys. 2. Schemat pojemności transformatora

Na podstawie wyników badania 42 transformatorów Fufurin [4] stwierdza, że na wartość oporności izolacji transformatorów ma duży wpływ jakość oleju. Oporność wzrosła średnio o 70% (w granicach 10 . . . 500%) po przemyciu uzwojeń i wymianie oleju.

Pomiar dużej oporności rzędu setek megaomów megomierzem może być obarczony dużym uchybem. Dużą rolę odgrywa tu stan powierzchni izolatorów przepustowych. Na przykład współczynnik absorpcji uzwojenia 35-kilowoltowego względem kadłuba wynosił 70/60 MΩ przy 10°C i wzrósł do 1500/700 MΩ po zastosowaniu pierścieni ochronnych na izolatorach przepustowych [3].

d) Metoda „pojemność-częstotliwość" [5] znalazła w ZSRR szerokie zastosowanie. Opiera się ona na różnych przebiegach charakterystyki pojemności izolacji w funkcji częstotliwości $C = f(\omega)$ zależnie od stopnia zawilgocenia. Zmiana pojemności jest tym większa, im silniej jest zawilgocona izolacja. Pomiar pojemności wykonuje się metodą kolejnych rozładowań przy 2 Hz i 50 Hz. Stosunek pojemności C_2/C_{50} uzyskanych przy 2 Hz i 50 Hz jest bliski jedności dla izolacji suchej, natomiast dla zawilgoconej wynosi ponad 1,2 . . . 1,3 przy temperaturze uzwojeń 15 . . . 20°C.

Miernik, zwany przyrządem kontroli wilgotności, pozwala na pomiar pojemności w granicach 1000 . . . 150000 pF przy napięciu 350 V. Na wynik pomiaru mają wpływ różne czynniki. Przy wzroście temperatury procesy absorpcyjne ulegają przyspieszeniu i stosunek C_2/C_{50} wzrasta. Wpływ oleju na wyniki pomiarów jest niekiedy [4] rzędu 5 . . . 7%, niekiedy [6] znacznie silniejszy (np. 30 . . . 40%). Znaczne uchyby mogą wynikać ze stanu przewodu między przyrządem a transformatorem; przewód ten może zwiększać pojemność mierzoną przy 2 Hz o 400 . . .500 pF. Wskazania przyrządu praktycznie nie zależą od zawilgocenia powierzchniowego izolacji.

Tablica II. Wyniki pomiarów i obliczeń tgδ oraz pojemności w różnych układach

Układ rys. 3	Pomiary R_4 (Ω)	Pomiary R_3 (Ω)	Pomiary C_w (pF)	Pomiary $tg\delta_w$ (%)	Obliczenia C_w (pF)	Obliczenia tg_w (%)
$W - N$, Kz		2971	32,2	8,7	—	—
$W - N$, Nz	$\frac{10000}{\pi}$	1541	62,0	15,4	—	—
$N - K$, Wz		467	205,0	11,0	—	—
$W - K$, No	$\frac{10000}{\pi}$	1083	88,3	13,3	89,7	13,4
$W - NK$		986	97,0	13,0	94,2	13,1
Różnicowy		1707	60,0	6,5	—	6,7

OZNACZENIA
W — uzwojenie wysokiego napięcia
N — uzwojenie niskiego napięcia
K — kadłub transformatora
z — połączenie z ziemią
o — bez połączenia

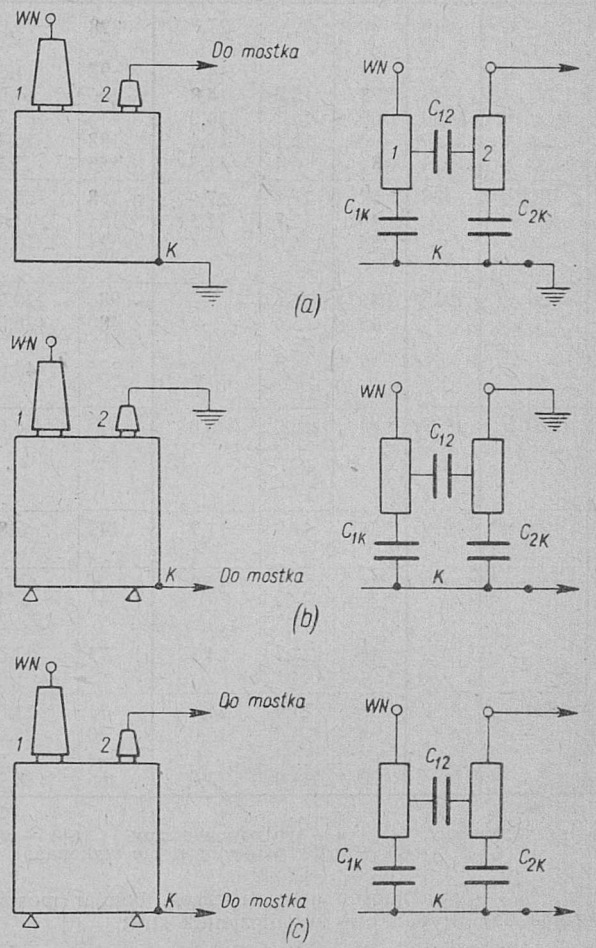
Zwykle metoda C_2/C_{50} jest stosowana jednocześnie z pomiarem współczynnika absorpcji. Zaletą obydwu metod są proste przyrządy, pracujące przy stosunkowo niskich napięciach. W publikacjach radzieckich z tej dziedziny [1, 4, 7, 8] stwierdza się, że istniejące metody kontroli zawilgocenia izolacji niezupełnie odpowiadają wymaganiom wybiorczości. Problem dopuszczalnego zawilgocenia nie został również dostatecznie zbadany.

e) Pomiar współczynnika strat tgδ również pozwala na wykrywanie zawilgocenia. Liczne badania porównawcze izolacji transformatorów przed suszeniem i po suszeniu wskazują, że tgδ może być czułym wskaźnikiem zawilgocenia.

Na przykład pomiary Gruszwickiej [9] przeprowadzone dla uzwojenia 6-kilowoltowego w stosunku do kadłuba dają wyniki przedstawione w tabl. I.

W pierwszym przykładzie tgδ zmalał po suszeniu ~ 60-krotnie, w drugim przypadku ~ 15-krotnie. W tym samym mniej więcej stosunku zmniejszył się prąd upływnościowy. Zmiana współczynnika C_2/C_{50} wynosi w obu pomiarach kilkadziesiąt procentów.

Pomiar tgδ obejmuje zjawiska absorpcyjne w izolacji. Przy napięciu zmiennym prąd absorpcyjny jest również zmienny i ma dwie składowe: upływnościową I'_r i pojemnościową I'_c, które dodają się do odpowiednich składowych $I_r = G_0U$ i $I_c = \omega C_0 U$, gdzie G_0 — upływność przy napięciu



Rys. 3. Układy pomiaru współczynnika strat i pojemności w transformatorze mierniczym
(a) — pomiar $tg\delta_{12}$ (b) — pomiar tg δ_{1K} (c) — układ różnicowy

Tablica III. Wyniki badania transformatorów typu U20 i I20

Lp.	Transformator	Rok	Układ *a*			Układ *b*			R_{60}/R_{15}	U_j (kV)	Olej		Próba napięciowa		Uwagi
				10 kV	30 kV		10 kV	30 kV							
			C_{12} (pF)	$tg\delta_{12}$ (%)	$tg\delta_{12}$ (%)	C_{1K} (pF)	$tg\delta_{1K}$ (%)	$tg\delta_{1K}$ (%)			$tg\delta_o$ (%)	wytrz. (kV/3mm)	48 (kV)	64 (kV)	
1	U20 *w*	1939	100	19,0	27,7	328	73,0	156,0	—	4,0	0,94	30	(−)	(−)	Duża ilość osadu
2	U20 *n*	1949	72	5,3	14,7	97	11,3	31,5	—	8,5	0,60	25	(+)	(−)	
3	U20 *n*	1949	98	12,0	14,8	106	14,0	24,0	0,78	12,0	0,60	34	(+)	(+)	
4	U20 *n*	1950	100	16,1	34,0	115	17,7	42,0	1,08	12,0	0,80	27	(+)	(−)	
5	U20 *n*	1950	90	13,1	16,1	188	16,4	20,6	1,07	10,0	0,72	25	(+)	(+)	
6	U20 *n*	1951	80	6,4	11,5	155	5,3	13,1	1,18	10,0	0,90	37	(+)	(+)	
7	I20 *w*	1937	52	27,5	27,0	168	25,0	26,1	—	4,0	2,3	29	(+)	(0)	
8	„		40	12,7	12,5	151	11,4	13,2	—	7,0	2,3	29	(+)	(+)	Po suszeniu
9	„		255	138,0	—	324	70,0	86,0*	0,83	2,0	2,4	21	(−)	(−)	Po zawilgoceniu
10	I20 *w*	1937	45	15,6	—	~ 980	~ 220,0	—	—	—	7,6	14	(−)	(−)	Woda w oleju
11	„		45	15,6	—	480	126,0	—	—	—	0,7	14	(0)	(0)	Po wymianie oleju
12	„		44	15,7	16,5**	225	40,6	75,0**	—	—	0,7	14	(−)	(−)	Po wymianie elem. izol.
13	I20 *w*	1939	41	16,0	16,0	75	16,6	25,1	1,12	4,0	0,3	38	(+)	(0)	Przeskok przy 50 kV, uszkodzona metalizacja
14	I20 *w*	1939	36	11,9	11,9	147	7,8	7,0	1,15	32,0	0,2	31	(+)	(+)	Izolator z metalizacją
15	I20 *n*	1949	45	23,1	23,9	76	27,1	30,2	—	—	1,2	18	(+)	(0)	
16	„		42	23,5	—	73	27,2	—	—	—	1,1	45	(0)	(0)	Po filtrowaniu oleju
17	„		44	23,7	24,3	75	27,6	31,4	0,77	—	2,6	24	(+)	(+)	Pomiar po 1,5 roku
18	I20 *n*	1950	36	11,0	11,6	71	21,6	23,1	—	—	0,6	25	(+)	(+)	
19	„		36	14,0	15,0	70	25,0	28,5	—	7,0	1,0	20	(+)	(+)	Pomiar po 1,5 roku
20	„		33	11,0	12,0	65	18,2	21,8	0,95	7,5	1,0	40	(+)	(+)	Po suszeniu

OZNACZENIA

w — typ wnętrzowy *n* — typ napowietrzny (+) — wytrzymuje próbę napięciową (−) — nie wytrzymuje próby napięciowej
(0) — próby napięciowej nie wykonano * — pomiar przy 15 kV ** — pomiar przy 20 kV

stałym, C_o — pojemność „geometryczna". Pomiar mostkiem Scheringa daje wypadkowy współczynnik strat

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{I_r + I'_r}{I_c + I'_c} \tag{1}$$

oraz pojemność:

$$C = C_o + C', \tag{2}$$

gdzie C' — przyrost pojemności wskutek absorpcji.

Dokładniejsze wzory dla $\operatorname{tg}\delta$ i pojemności wyprowadził Schweidler [10]. Wzory te przewidują zależność $\operatorname{tg}\delta$ i C od częstotliwości, co można wykorzystać na przykład w metodzie współczynnika C_2/C_{50}.

3. Schemat pojemnościowy transformatora olejowego.

Pomiary pojemności transformatorów mierniczych olejowych typu I20 i U20 produkcji krajowej, wskazują schemat pojemności podany na rys. 2. Uzwojenie pierwotne *1* ma pojemność C_{12} w stosunku do uzwojenia wtórnego *2* oraz pojemność C'_{1K} w stosunku do kadłuba *K*. Izolatory przepustowe *P1* mają pojemność C_{P1} względem kadłuba, równoległą do C'_{1K}. Uzwojenie wtórne *2* ma względem kadłuba pojemność C_{2K}. Równolegle do C_{2K} jest włączona pojemność izolatorów przepustowych C_{P2}.

W transformatorach miern. pojemn. C_{P2} można pominąć, a pojemności C_{P1} i C_{1K} można traktować łącznie jako C_{1K}. Wymienione pojemności C_{1K}, C_{12}, C_{2K} mają odpowiadające sobie współczynniki strat $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ (łącznie z izolatorami), $\operatorname{tg}\delta_{12}$ i $\operatorname{tg}\delta_{2K}$. Taki schemat pojemności jest słuszny dla transformatorów prądowych i napięciowych z pełną izolacją. Wynikają z niego różne układy pomiaru współczynnika strat. Wybrane układy są podane na rys. 3.

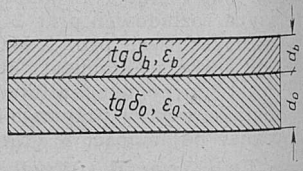
Układ na rys. 3a umożliwia pomiar pojemności C_{12} i współczynnika $\operatorname{tg}\delta_{12}$. Uziemienie kadłuba usuwa z pomiaru udział C_{1K} oraz $\operatorname{tg}\delta_{1K}$. Wpływ pojemności C_{2K} na pomiar $\operatorname{tg}\delta_{12}$ jest nieznaczny i może być ujęty w postaci poprawki [11].

Układ na rys. 3b określa pojemność wypadkową $C_{1K} = C_{P1} + C'_{1K}$ ze współczynnikiem strat

$$\operatorname{tg}\delta_{1K} = \frac{C_{P_1} \cdot \operatorname{tg}\delta_{P_1} + C'_{1K} \cdot \operatorname{tg}\delta'_{1K}}{C_{P_1} + C'_{1K}}, \tag{3}$$

wynikającym z równoległego połączenia pojemności izolatorów przepustowych (C_{P1}, $\operatorname{tg}\delta_{P1}$) i pojemności uzwojenia pierwotnego do kadłuba (C'_{1K}, $\operatorname{tg}\delta'_{1K}$). Kadłub musi być odizolowany od ziemi. Rola pojemności C_{2K} jest tu podobna jak w poprzednim układzie.

Układ na rys. 3c, nazywany różnicowym, pozwala na pomiar różnicy współczynników strat $\pm(\operatorname{tg}\delta_{1K} - \operatorname{tg}\delta_{12})$ bez użycia kondensatora wzorcowego. Pojemności C_{1K} i C_{12} tworzą dwie gałęzie wysokonapięciowe mostka Scheringa. Rolę kondensatora wzorcowego spełnia pojemność o mniejszym współczynniku strat, gdyż mierzona różnica $\operatorname{tg}\delta$ musi być dodatnia. W tym układzie pojemność C_{2K} nie ma wpływu na wynik pomiaru.



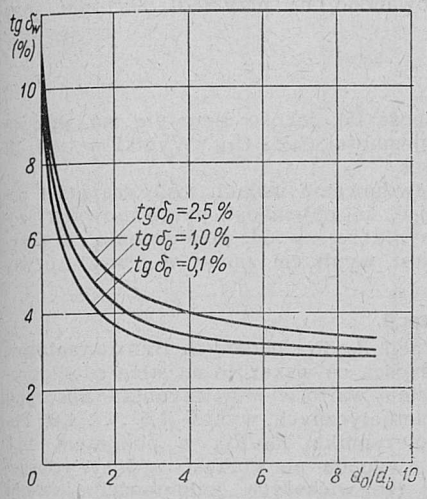
Rys. 4. Szeregowy układ dielektryków — papier bakielizowany i olej

Łatwo wykazać, że inne układy dają różne kombinacje pojemności C_{1K}, C_{12} i C_{2K} i odpowiednich współczynników strat. Znając C_{1K}, $\operatorname{tg}\delta_{1K}$, C_{12}, $\operatorname{tg}\delta_{12}$, C_{2K}, $\operatorname{tg}\delta_{2K}$ można obliczyć wartości C i $\operatorname{tg}\delta$ dla pozostałych układów. W tabl. II są podane wyniki pomiarów i obliczenia $\operatorname{tg}\delta$ i pojemności w różnych układach.

Dla profilaktyki transformatorów mierniczych ważne są pojemności C_{12} ($\operatorname{tg}\delta_{12}$) i C_{1K} ($\operatorname{tg}\delta_{1K}$) i dlatego w dalszych pomiarach stosowano tylko układy według rys. 3a i 3b. Układ z rys. 3c może być wyzyskany dla prostej metody odchyłowej pomiaru współczynnika strat bez kondensatora wzorcowego.

4. Zakres badań laboratoryjnych.

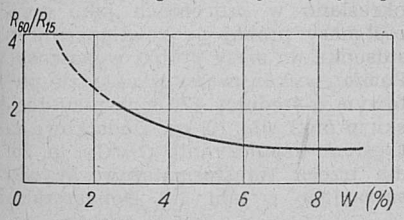
Badano transformatory olejowe typu I20 i U20 produkcji krajowej z lat 1937—1950, pochodzące z eksploatacji. Warunki i okresy eksploatacyjne są nieznane. Izolację główną transformatorów stanowi papier bakielizowany (rury i płyty) i olej. Uzwojenia, nawinięte na rurach z papieru bakielizowanego grubości około 3,5 mm, są umieszczone współosiowo na jednej kolumnie rdzenia. Między rurami jest warstwa oleju o grubości około 8 mm.



Rys. 5. Zależność $\operatorname{tg}\delta_w = f(d_o/d_b)$ dla układu szeregowego — papier bakielizowany o grubości d_b i warstwa oleju o grubości d_o

Transformatory t. I20 mają okno rdzenia osłonięte barierami z płyt bakielizowanych grubości 5 mm. Całkowita waga papieru bakielizowanego wynosi około 1,4 kg, waga oleju około 8 kg. Izolator porcelanowy jest metalizowany. Izolatory pochodzące z lat 1949 ... 1950 nie mają metalizacji.

Transformatory t. U20 mają podobną izolację. Między cewkami uzwojenia pierwotnego są umieszczone przekładki preszpanowe. Izolację międzyzwojową cewek stanowi papier kablowy. Cewki są nasycone lakierem. Całkowita waga izolacji stałej wynosi około 2 kg (0,5 kg preszpanu, 1,4 kg papieru bakielizowanego i 0,1 kg papieru i bawełny), waga oleju około 15 kg.



Rys. 6. Współczynnik absorpcji dla próbek preszpanowych w funkcji wilgotności W

Boczne ściany zbiornika transformatorów I20 i U20 są wyłożone preszpanem o grubości 0,7 mm. Między uzwojeniami nie ma dodatkowych ekranów.

Zbadano 12 transformatorów. Część ich poddano dodatkowym zabiegom (filtrowanie oleju, wymiana oleju, suszenie lub zawilgocanie), co zwiększyło liczbę pomiarów do 20. Między każdym zabiegiem i pomiarami były 5 . . . 7-dniowe przerwy.

Badania przeprowadzono według następującego programu:

a) pomiar współczynnika strat i pojemności w funkcji napięcia,

b) pomiar współczynnika absorpcji R_{60}/R_{15} przy napięciu wyprostowanym 5 kV,

c) pomiar progu jonizacji,

d) pomiar wytrzymałości elektrycznej oleju,

e) pomiar współczynnika strat oleju,

f) 1-minutowa próba napięciem obniżonym 0,75 $(2{,}2\,U_n+20)$,

g) 1-minutowa próba napięciem pełnym 2,2 U_n+20.

Temperatura otoczenia w czasie pomiarów ulegała niewielkim wahaniom w granicach 18 . . . 22°C. Pomiar współczynnika strat i pojemności wykonywano mostkiem Scheringa z pojemnością wzorcową 30 pF w dwóch omówionych wyżej układach. Współczynnik absorpcji R_{60}/R_{15} określano na podstawie pomiaru prądu przy napięciu wyprostowanym 5 kV. Prąd mierzono mikroamperomierzem o czułości 2.10^{-8} A na działkę.

Próg jonizacji wykrywano 2-strumieniowym oscylografem katodowym firmy „Cossor" z filtrem przepuszczającym prądy o częstotliwości powyżej 3 kHz. Jako próg jonizacji przyjmowano napięcie, przy którym obserwowano na ekranie pierwsze wychylenia (amplituda ok. 20 mV). Pomiar był wykonywany w układach a i b przedstawionych na rys. 3. Otrzymane wartości były przeważnie jednakowe, niższe wartości wypadały w układzie według rys. 3b (uzwojenie pierwotne — kadłub).

Współczynnik strat oleju mierzono mostkiem Scheringa przy napięciu 10 kV. Kondensator pomiarowy składał się z dwóch płyt o średnicy 170 mm z pierścieniem ekranującym o szerokości 20 mm. Odstęp między elektrodami wynosił 3 mm; pojemność kondensatora z olejem wynosiła około 85 pF.

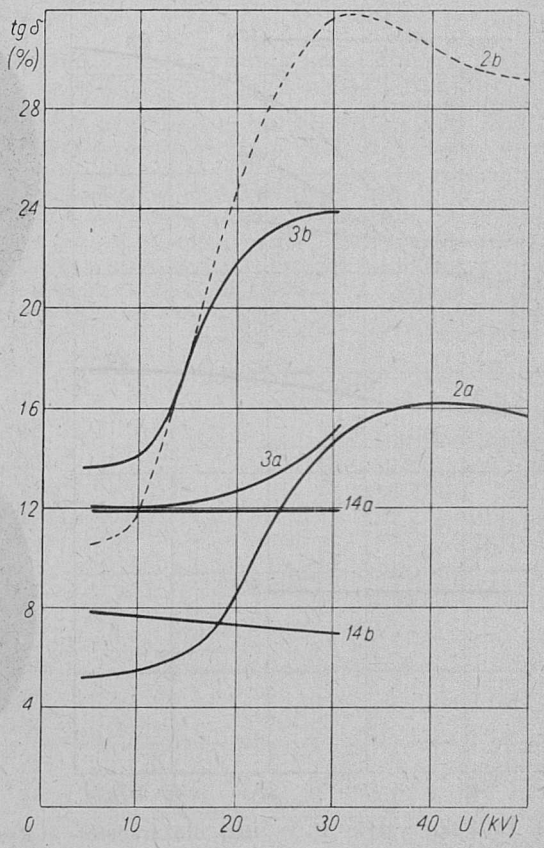
Otrzymane wyniki są zestawione w tabl. III.

5. Współczynnik strat.

Współczynnik strat badanych transformatorów jest zawarty w szerokich granicach od 5,3% do 220%. Wartości $\operatorname{tg}\delta_{12}$ i $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ zmierzone dla określonego transformatora mogą być zbliżone lub zupełnie różne. Przyczyną różnych wartości $\operatorname{tg}\delta$ mogą być różnice w materiale izolacyjnym (szczeliny powietrzne, zwęglenia, zanieczyszczenia powierzchni) lub niejednakowy stopień zawilgocenia w czasie eksploatacji. Np. w poz. 12 tabl. III po wymianie przebitej płytki z papieru bakielizowanego otrzymano zmniejszenie $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ w porównaniu z pomiarem według poz. 11.

Duży współczynnik strat izolacji może być wynikiem zawilgocenia „skrośnego" lub powierzchniowego, albo też wynikiem właściwości materiału izolacyjnego Ocena musi się opierać na znajomości charakterystyk nowego transformatora.

Doraźna ocena izolacji transformatora na podstawie pojedynczego pomiaru $\operatorname{tg}\delta_{12}$ i $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ jest trudna. W badaniach profilaktycznych istotne są zmiany charakterystyk dielektrycznych izolacji w czasie. Zalecenia radzieckie (rozporządzenie Min. Elektr. ZSRR nr 3/E z 1951 r.) podają dla nowych transformatorów przy $U_n \geqslant 20$ kV dopuszczalną wartość $\operatorname{tg}\delta =$



Rys. 7. Charakterystyki $\operatorname{tg}\delta = f(U)$ dla transformatorów napięciowych i prądowych (oznaczenia krzywych według pozycji w tabl. III)

$= 3{,}5\%$ przy 20°C, co jest w przybliżeniu zgodne z innymi zaleceniami [12]. Dla transformatorów typu I20 i U20 graniczna wartość $\operatorname{tg}\delta_{12}$ lub $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ może być znacznie wyższa, np. 15 . . . 20% przy 20°C, zależnie od kształtu charakterystyki $\operatorname{tg}\delta = f(U)$.

6. Wpływ oleju na wartość tgδ.

Między współczynnikiem strat i jakością oleju nie ma wyraźnego związku. Ani $\operatorname{tg}\delta_o$, ani wytrzymałość elektryczna oleju nie mają wielkiego wpływu na $\operatorname{tg}\delta_{12}$ izolacji (np. pomiary 3, 4, 10, 13 według tabl. III). Pewien nieregularny wpływ obserwuje się przy pomiarze $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ (np. pomiary 1, 9, 10). Wymiana oleju o $\operatorname{tg}\delta_o = 7\%$ (pomiary 10 i 11) daje poprawę tylko $\operatorname{tg}\delta_{1K}$.

Tablica IV. Wyniki pomiarów współcz. C_{70}/C_{20} dla trzech transformatorów

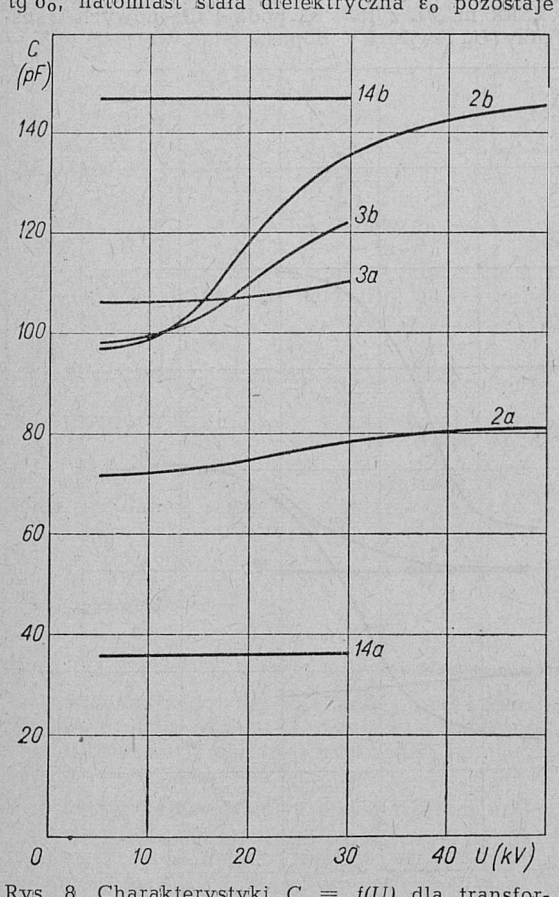
Transformator	Układ wg rys. 3a C_{70}/C_{20}	Układ wg rys. 3b C_{70}/C_{20}
I20 nr 15833	2,0	1,9
I20 nr 28982	3,1	4,0
I20 nr 41020	1,6	1,7

Wpływ tg δ_o oleju na całkowity tg δ izolacji można rozważyć w uproszczonym schemacie szeregowym: papier bakielizowany — olej (rys. 4). Papier bakielizowany o grubości d_b, o współczynniku strat tg δ_b i stałej dielektrycznej ε_b pracuje w szereg z warstwą oleju o grubości d_o, o współczynniku strat tg δ_o i stałej dielektrycznej ε_o; obydwa dielektryki mają jednakową powierzchnię S. Wypadkowy współczynnik strat tg δ_w i wypadkowa pojemność C_w takiego układu wyraża się w przybliżeniu według wzorów:

$$(4) \qquad \operatorname{tg}\delta_w = \frac{d_b \cdot \varepsilon_o \cdot \operatorname{tg}\delta_b + d_o \cdot \varepsilon_b \cdot \operatorname{tg}\delta_o}{d_b \cdot \varepsilon_o + d_o \cdot \varepsilon_b},$$

$$(5) \qquad C_w = \frac{S \cdot \varepsilon_o \cdot \varepsilon_b}{d_b \cdot \varepsilon_o + d_o \cdot \varepsilon_b}.$$

W czasie pracy oleju w transformatorze zmienia się jego tg δ_o, natomiast stała dielektryczna ε_o pozostaje prawie bez zmiany [13]. Wpływ współczynnika strat oleju tg δ_o na wypadkowy współczynnik strat izolacji jest zależny od grubości warstwy oleju i izolacji stałej. Wpływ ten jest różny dla różnych transformatorów. Na rys. 5 podano zależności $\operatorname{tg}\delta_w = f\left(\frac{d_o}{d_b}\right)$ dla papieru bakielizowanego o grubości 1 mm, współpracującego z różnymi olejami. Napięcie na modelu dobierano w taki sposób, ażeby natężenie pola w papierze bakielizowanym wynosiło 10 kV/cm. Zmiana tg δ_o oleju w dość szerokim obszarze od 0,1% do 2,5% daje różnice w wypadkowym współczynniku strat dochodzące do około 30%. Wypadkowy współczynnik strat tg δ_w jest znacznie mniejszy od tg δ_b papieru bakielizowanego, na przykład 3-krotnie przy $\frac{d_o}{d_b} > 3$.



Rys. 8. Charakterystyki $C = f(U)$ dla transformatorów napięciowych i prądowych (oznaczenia krzywych według pozycji w tabl. III)

Tablica V. Charakterystyka tgδ = $f(K)$ dla modelu izolacji papierowo-olejowej (por. rys. 9a, b, c)

Zdjęcie na rysunku		—	9a	9b	9c
K	(kV/cm)	25	50	75	100
tgδ	(%)	11,0	12,2	16,0	18,4
C	(pF)	382	400	419	492

7. Pojemności.

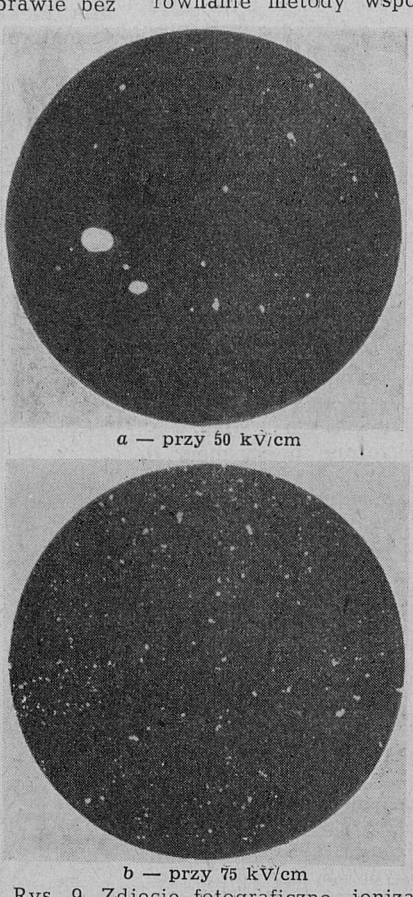
Jak wskazuje zależność (5), jakość oleju nie ma wpływu na wynik pomiarów pojemności C_{12} i C_{1K}. Wyniki w tabl. III potwierdzają ten wniosek.

W miarę wzrostu zawilgocenia izolacji zwiększają się pojemności. Można przyjąć, że pojemność porcelanowych izolatorów przepustowych nie zależy od zawilgocenia, a przyrost pojemności C_{1K} jest wynikiem zmian w samym uzwojeniu.

8. Współczynnik absorpcji.

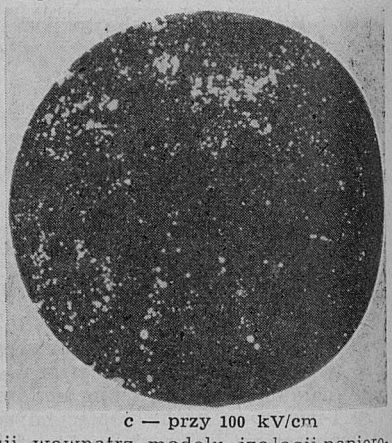
Współczynnik absorpcji R_{60}/R_{15} badanych transformatorów waha się w pobliżu jedności, co wskazuje na silne zawilgocenie izolacji. Dopuszczalna wartość współczynnika absorpcji dla transformatorów energetycznych wynosi 1,5 . . . 1,8. Porównanie metody współczynnika R_{60}/R_{15} z pomiarem tg δ wypada na korzyść tg δ. W obszarze większych wilgotności izolacji współczynnik R_{60}/R_{15} zbliża się do jedności, co nie pozwala na dokładniejszą ocenę stanu.

Rys. 6 przedstawia zależność współczynnika absorpcji od wilgotności W dla próbek preszpanu szarego grubości 1,22 mm (ciężar właściwy 1,28 g/cm^3). Wilgotność W określano w procentach jako przyrost masy próbki po zawilgoceniu w stosunku do masy próbki wysuszonej. Pomiar wykonywano w układzie płytowym o średnicy 170 mm, przy docisku próbki siłą 10 kg. Dodatkowo określono współczynnik C_{70}/C_{20} (p. 2b) dla trzech transformatorów. Wyniki są podane w tabl. IV. Dopuszczalna wartość współczynnika C_{70}/C_{20} dla transformatorów energetycznych wynosi 1,2 . . . 1,3.



a — przy 50 kV/cm

b — przy 75 kV/cm



c — przy 100 kV/cm

Rys. 9. Zdjęcie fotograficzne jonizacji wewnątrz modelu izolacji papierowo-olejowej

Wyniki z tabl. IV wskazują, że metoda C_{70}/C_{20} pozwala lepiej wykryć silne zawilgocenie niż pomiar współczynnika absorpcji.

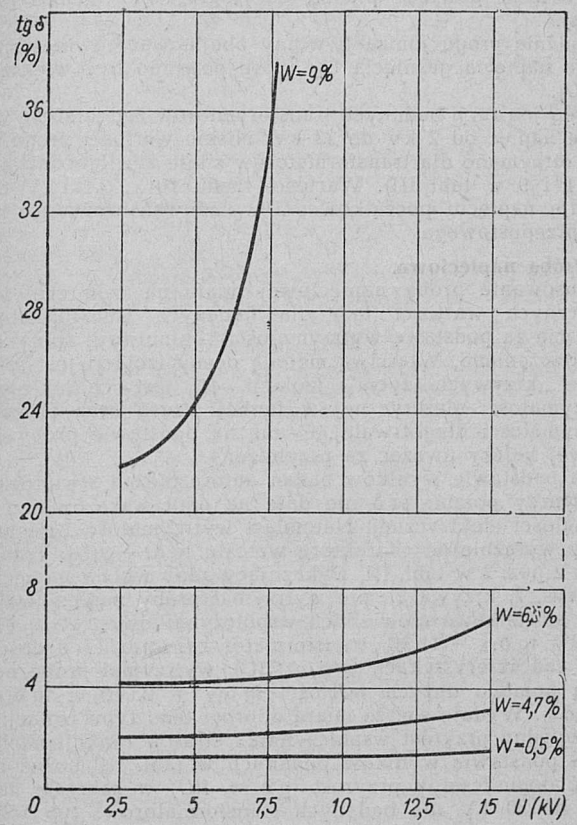
9. Charakterystyki tgδ = f (U), jonizacja.

Rys. 7 i 8 przedstawiają ciekawsze zależności tg δ = $f(U)$ i $C = f(U)$ badanych transformatorów w obszarze napięć 5 . . . 30 kV (0,25 . . . 1,5 U_n). Otrzymane charakterystyki można podzielić na trzy grupy — o przebiegu wzrastającym, poziomym i malejącym.

Silny wzrost charakterystyki tg $\delta = f(U)$ świadczy o jonizacji wewnątrz transformatora. Jonizacja może występować w materiale izolacyjnym lub w powietrzu (na przykład wewnątrz izolatora przepustowego). Obydwa przypadki dają

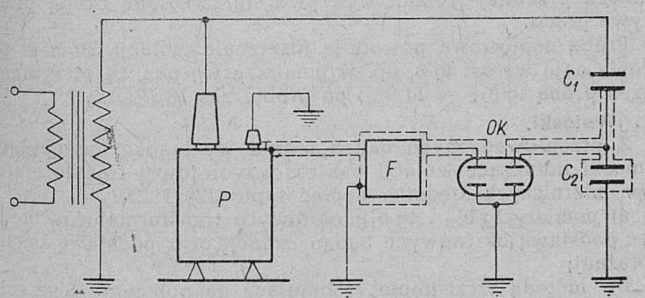
wzrost tg δ = $f(U)$ począwszy od napięcia U_i zwanego progiem jonizacji.

Stromość wzrostu tg δ = $f(U)$ zależy w dużej mierze od przyrostu liczby zjonizowanych punktów wewnątrz materiału izolacyjnego. Wzrostowi tg δ towarzyszy wzrost pojemności.



Rys. 10. Charakterystyki tg δ = $f(U)$ dla próbek preszpanu o różnej wilgotności W

Badania fotograficzne jonizacji na modelu izolacji papierowo-olejowej pozwalają na ilościowe ujęcie tego zjawiska. Między warstwami papieru nasyconego olejem umieszcza się kliszę fotograficzną i wykonuje się pomiar tg δ przy określonym napięciu. Po wywołaniu otrzymuje się na kliszy naświetlone punkty odpowiadające punktom jonizacji wewnątrz



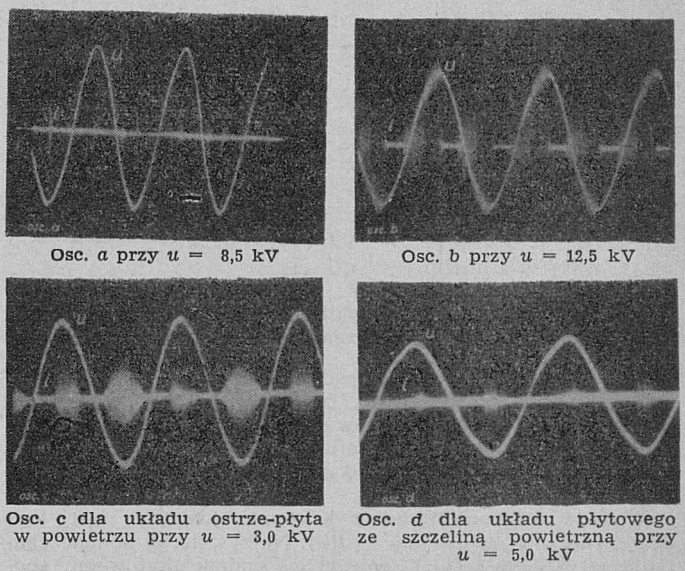
Rys. 11. Układ pomiarowy z dwustrumieniowym oscylografem katodowym (OK) do badania jonizacji

modelu izolacji. Zdjęcia na rys. 9 otrzymano dla warunków podanych w tabl. V. Czas naświetlania pod napięciem wynosił około 1 min. Na zdjęciu przy K = 25 kV/cm nie zarejestrowano jonizacji.

Dalszy wzrost krzywej tg δ = $f(U)$ jest zależny od statystycznego rozkładu napięć zapłonowych poszczególnych punktów jonizacyjnych [14]. Płaski lub opadający przebieg krzywej świadczy o braku jonizacji wewnątrz transformatora w badanym zakresie napięć (por. poz. 14 w tabl. III).

Przy badaniu transformatorów bezpośrednio po napełnieniu olejem można otrzymać charakterystyki tg δ = $f(U)$ silnie wzrastające. Po odpowietrzeniu transformatora stromość charakterystyki wyraźnie maleje. Dla transformatora 120 nr 9328 zmierzono w kilka godzin po napełnieniu olejem $\text{tg}\,\delta_{12}$ = = 12% przy 5 kV i 19,7% przy 20 kV; po 12 dniach otrzymano $\text{tg}\,\delta_{12}$ = 12,7% przy 5 kV i 12,5% przy 20 kV.

Przebieg krzywej tg δ = $f(U)$ zależy również od stopnia zawilgocenia izolacji. Na rys. 10 są podane wykresy tg δ = = $f(U)$ dla preszpanu szarego o różnej wilgotności W, nasyconego olejem. Pomiary wykonano w układzie płytowym, jak w rozdz. 8. Badania fotograficzne wskazują, że wzrost



Osc. *a* przy u = 8,5 kV

Osc. b przy u = 12,5 kV

Osc. c dla układu ostrze-płyta w powietrzu przy u = 3,0 kV

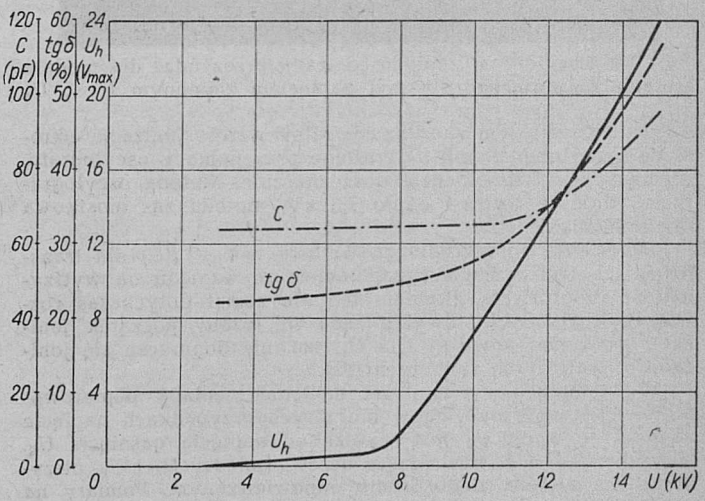
Osc. d dla układu płytowego ze szczeliną powietrzną przy u = 5,0 kV

Rys. 12. Oscylogramy wyższych harmonicznych prądu i oraz napięcia u dla przekładnika typu U20

tg δ = $f(U)$ w zawilgoconej izolacji następuje nie tylko wskutek większej przewodności, ale również wskutek wyładowań niezupełnych.

Przy sporządzaniu charakterystyki tg δ = $f(U)$ pożądane jest określenie miejsca jonizacji. Jonizacja w warstwie powietrza wewnątrz porcelanowego izolatora przepustowego jest mniej groźna niż jonizacja w pobliżu materiału organicznego.

Dokładniejsze określenie charakteru jonizacji jest możliwe przy oscylografowaniu napięcia i prądu w izolacji. Stosowany układ pomiarowy jest podany na rys. 11. Filtr F przepuszcza

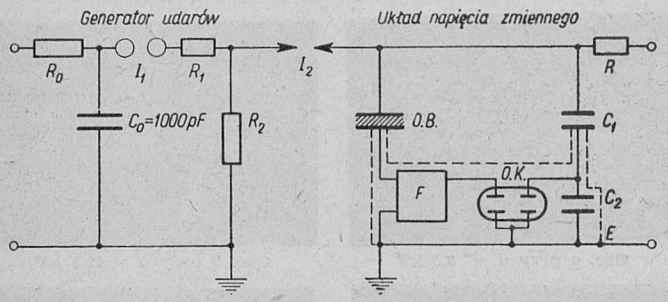


Rys. 13. Porównanie charakterystyk jonizacyjnych modelu płytowego (papier bakielizowany o grubości 10 mm i warstwa powietrza o grubości 1 mm) otrzymanych mostkiem Scheringa (tg δ, C) i przy pomocy oscylografu z filtrem (U_h)

częstotliwości powyżej 3 kHz na pierwszą parę płytek odchylających oscylografu katodowego OK. Na drugą parę płytek doprowadzono napięcie z dzielnika pojemnościowego (C_1, C_2).

Oscylogramy dla transformatora U20 nr 30516 są przedstawione na rys. 12. Oscylogram *a* otrzymano przy napięciu 8,5 kV odpowiadającym początkowi jonizacji, oscylogram *b* przy napięciu 12,5 kV. Na krzywej prądu filtrowanego są widoczne 2 rodzaje przebiegów jonizacyjnych. Pierwszy odbywa się dokładnie przy maksymalnej wartości napięcia — silniej przy znaku (—), słabiej przy znaku (+). Taki przebieg jest charakterystyczny dla jonizacji gazowej, występującej przy elektrodzie wysokiego napięcia w izolatorze przepustowym. Drugi rodzaj jonizacji odbywa się w pobliżu przejścia napię-

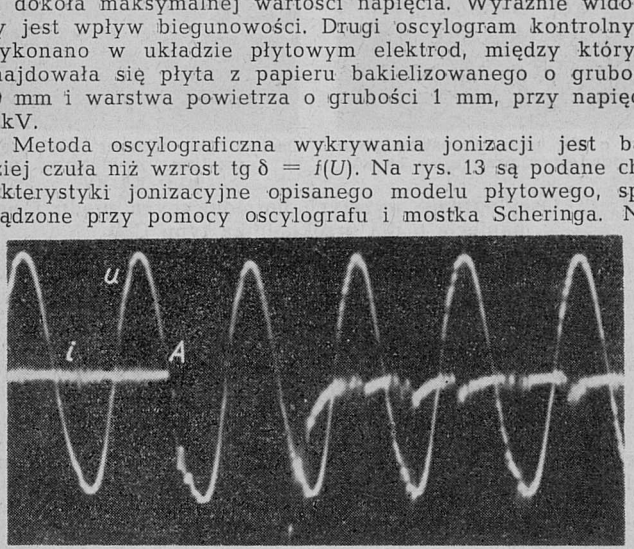
cia przez zero (przy wzroście wartości bezwzględnej napięcia) i odpowiada jonizacji wewnątrz materiału izolacyjnego [14]. W miarę wzrostu napięcia zwiększa się amplituda i liczba wyładowań. Oscylogram kontrolny *c* wykonano w układzie ostrze-płyta w powietrzu. Intensywne wyładowania występu-



Rys. 14. Układ do badania jonizacji przy napięciu zmiennym z jednoczesnym doprowadzeniem udarów na model *OB*

ją dokoła maksymalnej wartości napięcia. Wyraźnie widoczny jest wpływ biegunowości. Drugi oscylogram kontrolny *d* wykonano w układzie płytowym elektrod, między którymi znajdowała się płyta z papieru bakielizowanego o grubości 10 mm i warstwa powietrza o grubości 1 mm, przy napięciu 5 kV.

Metoda oscylograficzna wykrywania jonizacji jest bardziej czuła niż wzrost $\operatorname{tg}\delta = f(U)$. Na rys. 13 są podane charakterystyki jonizacyjne opisanego modelu płytowego, sporządzone przy pomocy oscylografu i mostka Scheringa. Na-



Rys. 15. Oscylogram zapłonu jonizacji przez udar dla modelu izolacji znajdującego się pod napięciem zmiennym $U < U_z$

pięcie, przy którym zaczyna się silny wzrost jonizacji, określone przez pomiar $\operatorname{tg}\delta$ i określone przy pomocy oscylografu, różnią się w tym układzie dość znacznie. Metoda oscylograficzna daje w wyniku około 7,5 kV, metoda zaś mostkowa około 11,5 kV.

Określenie dopuszczalnego wzrostu $\operatorname{tg}\delta = f(U)$ dla transformatora jest ważnym zagadnieniem ze względu na wytrzymałość długotrwałą. Problem ten nie został dotychczas rozwiązany całkowicie. Zwykle żąda się, ażeby początek jonizacji przypadał powyżej 1,15 U_f, tzn. nie dopuszcza się jonizacji w warunkach roboczych [15].

W badaniach jonizacji na modelach izolacji papierowo-olejowej stwierdzono, że w niektórych przypadkach napięcie zapłonu jonizacji U_z jest wyższe od napięcia gaśnięcia U_g. Dość duże różnice, dochodzące do 50% między U_z i U_g, otrzymano na modelu niedokładnie odpowietrzonym. Pomiary na źle odpowietrzonym transformatorze prądowym na napięcie 30 kV z izolacją papierowo-olejową dały następujące wyniki: U_z = 30 kV i U_g = 22,5 kV. Zjawiska te nie zostały jeszcze dostatecznie zbadane.

Trwałe utrzymywanie się różnicy napięcia zapłonu i gaśnięcia jonizacji w transformatorze może mieć duży wpływ na pracę izolacji papierowo-olejowej. Zachodzi podejrzenie, że przy napięciu $U_g \leqslant U_f$ jonizacja może być zapoczątkowana przez przepięcie i podtrzymywana przez napięcie robocze. Próby na modelu potwierdzają ten wniosek. Rys. 14 przedstawia schemat układu umożliwiającego obserwację zapłonu jonizacji przez udar na modelu płytowym, który znajduje się pod napięciem zmiennym U, przy czym $U_g < U < U_z$. Udary o kształcie bliskim 1/50 μs są doprowadzane na model *OB* przez dodatkowy iskiernik I_2, odcinający układ napięcia zmiennego od generatora udarów.

Oscylogram na rys. 15 otrzymano w następujących warunkach: U_z = 7,5 kV, U_g = 4 kV, U = 6 kV, udary ujemne 30 kV. Do chwili doprowadzenia udaru (lewa część oscylogramu od punktu *A*) na krzywej prądu filtrowanego jest widoczna część harmonicznych źródła. Po doprowadzeniu udaru następuje zapłon i dalsze utrzymanie się jonizacji. Nieciągłość w środkowej części oscylogramu jest spowodowana dość długim czasem powrotu plamki oscylografu po udarze (około 20 ms).

Badania progu jonizacji winny obejmować również sprawdzenie napięcia gaśnięcia U_g, które powinno być większe od 1,15 U_f.

Próg jonizacji badanych transformatorów zmieniał się w obszarze napięć od 2 kV do 32 kV. Niskie wartości progu jonizacji otrzymano dla transformatorów silnie zawilgoconych (np. poz. 1 i 9 w tabl. III). Wartości rzędu 10 . . . 12 kV odpowiadają napięciu początkowemu wyładowań wewnątrz izolatora przepustowego.

10. Próba napięciowa.

Stosowanie próby napięciowej miało na celu znalezienie granicznych wartości $\operatorname{tg}\delta$ dla badanych transformatorów. Przyjęcie za podstawę wytrzymałości 1-minutowej spotyka się z zastrzeżeniami. Właściwą metodą oceny izolacji jest sporządzenie „krzywych życia" izolacji, to jest charakterystyk wytrzymałości elektrycznej w funkcji czasu oraz określenie wytrzymałości długotrwałej. Ocenę na podstawie próby 1-minutowej należy uważać za przybliżoną.

Na podstawie wyników badań autora można stwierdzić, że pojedynczy pomiar $\operatorname{tg}\delta$ nie daje na ogół wskazówki o wytrzymałości elektrycznej. Natomiast wytrzymałość 1-minutowa zależy wyraźnie od charakteru wzrostu $\operatorname{tg}\delta = f(U)$. Transformator z poz. 2 w tabl. III, wykazujący silny wpływ napięcia na $\operatorname{tg}\delta$ (rys. 7, krzywa 2), nie wytrzymał próby napięciowej pomimo stosunkowo niewielkich współczynników strat: $\operatorname{tg}\delta_{12}$ = = 5,3%, $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ = 11,3%, transformator zaś z poz. 17 o dość płaskich charakterystykach $\operatorname{tg}\delta = f(U)$, wytrzymał próbę napięciową pomimo dużych wartości $\operatorname{tg}\delta_{12}$ = 23,7% i $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ = = 27,6%. Wydaje się, że miarą dobroci tego typu izolacji jest bezwzględny przyrost współczynnika strat w funkcji napięcia.

Na podstawie wyników podanych w tabl. III można oszacować dopuszczalny przyrost $\operatorname{tg}\delta = f(U)$ w zakresie napięć od 5 do 30 kV dla badanych transformatorów: typ U20 – przyrost $\operatorname{tg}_{1K} \cong 10\%$, przyrost $\operatorname{tg}\delta_{12} \cong 3 \ldots 5\%$, typ I20 – przyrost $\operatorname{tg}\delta_{1K} \cong 5\%$, przyrost $\operatorname{tg}\delta_{12} \cong 2 \ldots 3\%$.

Z pomiarów wynika, że na wynik próby napięciowej nie ma wpływu stan oleju. Silne zawilgocenie i zanieczyszczenie oleju może powodować powstawanie wyładowań na powierzchni izolacji stałej (obniżenie progu jonizacji).

Przebicie izolacji transformatorów według poz. 1, 9, 12 w tabl. III miało charakter mechanizmu cieplnego z dość powolnym (20 . . . 40 s) wzrostem natężenia prądu. Przy oględzinach przebitej izolacji wykrywa się zwęgloną drogę przepływu prądu.

Próba napięciowa powoduje niszczenie izolacji. Pomiar po próbie daje wzrost $\operatorname{tg}\delta$, np. w pomiarze wg poz. 14 otrzymano przed próbą $\operatorname{tg}\delta_{12}$ = 11,9%, po próbie zaś 13,7%.

11. Wnioski.

Z przeprowadzonych badań można wyciągnąć następujące wnioski dotyczące izolacji bakelitowo-olejowej transformatorów mierniczych średnich napięć typu U20 i I20:

a) pomiary $\operatorname{tg}\delta_{12}$ i $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ olejowych transformatorów mogą być podstawą okresowych badań izolacji oraz podstawą oceny doraźnej;

b) metodą szczególnie zasługującą na polecenie jest sporządzenie zależności $\operatorname{tg}\delta = f(U)$ oraz $C = f(U)$ w zakresie napięć od 0,25 U_n do 1,5 U_n; wyraźny wzrost krzywych świadczy o istnieniu silnej jonizacji w transformatorze;

c) wskaźnikiem zawilgocenia izolacji przy pomiarach okresowych może być przyrost $\operatorname{tg}\delta$ i pojemności w funkcji czasu;

d) charakterystyki dielektryczne izolacji badanych transformatorów są prawie niezależne od właściwości oleju;

e) wysoka wytrzymałość elektryczna oleju nie świadczy o dobroci izolacji;

f) wykrywanie zawilgocenia przez pomiar $\operatorname{tg}\delta$ daje lepsze wyniki niż pomiar współczynnika R_{60}/R_{15};

g) wartość graniczną $\operatorname{tg}\delta_{12}$ lub $\operatorname{tg}\delta_{1K}$ przy płaskiej charakterystyce $\operatorname{tg}\delta = f(U)$ można przyjąć około 15 . . . 20%;

h) kryteria określania dopuszczalnego zawilgocenia są odrębne dla różnych typów transformatorów;

i) wpływ długotrwałego napięcia roboczego i wpływ przepięć udarowych na charakterystyki izolacji nie został dotychczas wyjaśniony;

j) należy wyjaśnić wpływ jonizacji (względnie charakterystyki tg δ = f(U) na wytrzymałość długotrwałą izolacji.

12. Zakończenie.

Powyższe wnioski zostały sformułowane na podstawie niewielkiej liczby pomiarów. Podane kryteria liczbowe należy traktować jako przybliżone, a dokładne ich ustalenie może nastąpić po przeprowadzeniu większej liczby pomiarów. Byłoby niebezpieczne uogólnianie wniosków na inne typy transformatorów.

Ze względu na małą liczbę transformatorów nie zbadano dostatecznie wpływu temperatury na właściwości izolacyjne. Na podstawie orientacyjnych pomiarów tg δ w funkcji temperatury można stwierdzić silny wzrost współczynnika strat, zwłaszcza przy większej wartości początkowej. Charakter krzywych tg δ = f(U) pozostaje w przybliżeniu bez zmiany w zakresie 20 . . . 40°C.

Niższa wytrzymałość elektryczna izolacji w podwyższonej temperaturze może dać dodatkowo ograniczenie dopuszczalnej wartości tg δ.

LITERATURA

[1] Syromiatnikow I. A. Opriedielenje stiepieni uwłażnionnosti i suszka transformatorow i gienieratorow (Elektriczestwo, 1952, 8)
[2] Halpierin B. B. Nowyj mietod opriedielenja włażnosti izolacji (El. Stancji, 1947, 6)
[3] Gorodiecki S. A. Primienienje mietoda absorbcji dla kontrola włażnosti izolacji obmotok transformatorow (El. Stancji, 1952, 8, 39)
[4] Fufurin N. P. Mietody kontrola włażnosti izolacji transformatorow (El. Stancji, 1952, 1)
[5] Kułakowski W. B. Kontrol włażnosti izolacji po mietodu „jemkost' — czastota" (Elektriczestwo, 1951, 2)
[6] Zwiezdkin W. N. i Nadielson R. G. Wlijanje swojstw masła na charaktieristiki izolacji transformatorow (El. Stancji, 1953, 3)
[7] Golcman M. K. Kontrol włażnosti izolacji siłowych transformatorow (El. Stancji, 1952, 1)
[8] Sapożnikow A. I. Effiektiwnost' profiłaktiki wysokowoltnoj izolacji (El. Stancji, 1951, 4)
[9] Gruszwickaja O. Primienienje pribora dla kontrola włażnosti obmotok transformatorow (El. Stancji, 1951, 6)
[10] Schweidler (wg L. I. Sirotinskij. Tiechnika wysokich napriażenij, t. II, str. 244, Moskwa, 1945)
[11] Wasilenko E. Kompensacja uchybów w mostku Scheringa (Przegl. Elektr., 1952, 4, 150)
[12] Norris E. T. Le fonctionnement des transformateurs de puissance (CIGRÉ, 1950, 101)
[13] Pleeck M. Contribution à l'étude des pertes diélectriques dans les huiles pour transformateurs en service (CIGRÉ, 1950, 105)
[14] Marsal M. Ionizačne pochody v tuhych izolantoch (El. Obzor, 1953, 3)
[15] Blanchardie R. i Aftalion R. Étude du seuil d'ionisation dans les transformateurs (Rev. Gén. Électr., 1952, 11)

XL

STANISŁAW SZPOR
HENRYK DZIERŻEK
WOJCIECH WINIARSKI
EDMUND DYTKOWSKI
JERZY SUCHOCKI
Politechnika Gdańska

Wstępne wnioski z badań wytrzymałości dynamicznej transformatorów prądowych i z prób związanych

621.317.799.001.2:621.314.2:621.317.351

Treść. Tymczasowe wyniki badań nad wytrzymałością zwarciową dynamiczną transformatorów prądowych. Rola sił przenoszonych z szyn na zaciski oraz sił wywieranych przez szyny na uzwojenia. Przykłady uszkodzeń spowodowanych przez siły zwarciowe. Wyniki badań oscylograficznych nad wtórnym prądem zwarciowym. Próby izolacji międzyzwojowej przy otwartym obwodzie wtórnym jako próby wyrobu zapewniające wytrzymałość elektryczną w warunkach zwarciowych.

Предварительные выводы из исследований электродинамической устойчивости трансформаторов тока и связанных испытаний. Влияние сил, передаваемых с шин на зажимы, и сил, действующих с шин на обмотки. Примеры повреждений от сил короткого замыкания. Результаты осциллографических исследований вторичного тока короткого замыкания. Испытание междувитковой изоляции при разомкнутой вторичной цепи, как контрольное испытание, гарантирующее диэлектрическую прочность при коротком замыкании.

Preliminary results of research over momentary short-circuit transformer current ratings and of results of incidental tests. The importance of forces transmitted from busbars to the terminals, and of forces exerted on windings by the busbars. Instances of damage occasioned by short-circuit forces. Results of oscillographic research over secondary short-circuit current. The testing, at open secondary circuit, of the insulation between transformer winding, as a routine test in manufacture intended to ensure dielectric strength under short-circuit conditions.

1. Rozważania ogólne.

Od początku roku 1954 katedra wysokich napięć Politechniki Gdańskiej prowadzi badania zwarciowe transformatorów prądowych produkcji polskiej. Badania te obejmują:

1) próby wytrzymałości dynamicznej w świeżo uruchomionej zwarciowni, w której uzyskuje się obecnie prądy udarowe do ~ 100 kA;

2) określanie liczby przetężeniowej metodą bezpośrednią w mniejszych urządzeniach, w których uzyskuje się prądy symetryczne do ~ 10 kA;

3) próby izolacyjne przy otwartym obwodzie wtórnym jako uzupełnienie badań nad wytrzymałością zwarciową.

Obecnie rozporządza się wynikami prób dwóch nowych typów transformatorów prądowych, jednego ze zwyczajnym obwodem magnetycznym i liczbą amperozwojów znamionowych 1200, drugiego z kompensacją uchybów za pomocą bocznika magnetycznego i ze stosunkowo małymi liczbami amperozwojów znamionowych — od 300. Wyniki te nie pozwalają jeszcze na dobrze uzasadnione uogólnienia. Jednakże autorzy decydują się już teraz na ogłoszenie ważniejszych wniosków tymczasowych, które mogą przynieść pożytek w najbliższych pracach konstrukcyjnych i w pracach nad programem prób wyrobu, zapewniających pożądaną jakość produkcji.

Z trzech wymienionych rodzajów badań nasze próby liczby przetężeniowej nie dają materiałów szczególnie ciekawych ani nowych. Na ogół potwierdzają się wnioski, że polska metoda bezpośrednia jest dokładniejsza niż metoda pośrednia, która w niektórych przypadkach daje wyniki obarczone zbyt wielkimi błędami.

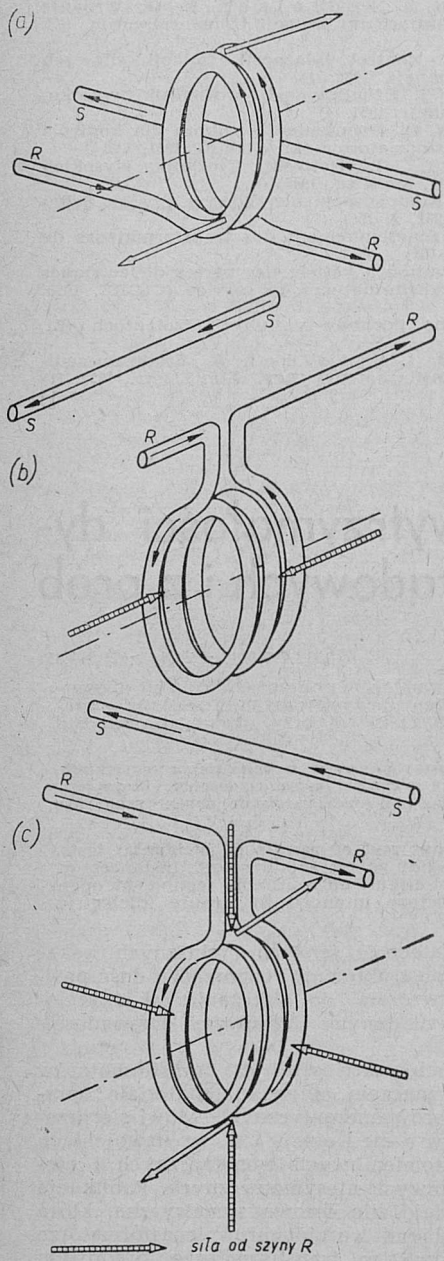
Komunikat niniejszy poświęca się głównie badaniom wytrzymałości dynamicznej. Literatura w dziedzinie badań zwarciowych jest bardzo uboga. Normy i przepisy nie dają dostatecznie ścisłych i słusznych wskazówek o technice prób. Konstruktor nie rozporządza dość pewnymi i wyczerpującymi wzorami do obliczania sił zwarciowych ani uporządkowanymi danymi liczbowymi doświadczalnymi.

Publikacje o obliczeniach zwarciowych dla transformatorów prądowych są oparte w znacznej mierze na materiale opracowanym dla transformatorów energetycznych. Mówi się przeważnie o siłach zwarciowych w uzwojeniach cylindrycznych: siłach promieniowych symetrycznych i niesymetrycznych, siłach osiowych niesymetrycznych. Publikacja jednego z autorów *) dodaje siłę osiową symetryczną, która jest związana ze szczególnymi warunkami w transformatorze prądowym. Siły zwarciowe w transformatorze prądowym zależą w znacznej mierze od amperozwojów wtórnych. Rola nasyceniowego ograniczenia amperozwojów wtórnych w transformatorze prądowym nie jest jeszcze należycie oświetlona. Oprócz sił w samych uzwojeniach istniejące publikacje omawiają dostatecznie dokładnie siły między przewodami łączącymi uzwojenie pierwotne z zaciskami K, L (na przykład w izolatorze przepustowym).

Norma PN/E-06100 na łączniki wysokiego napięcia z roku 1951 żąda, ażeby wśród danych znamionowych przyrządu figurowała obok prądu załączalnego lub wytrzymałości dynamicznej również maksymalna odległość wspornika szyny. Warunek ten, polska nowość w dziedzinie normalizacji, uwzględnia obciążenie przyrządu dodatkowymi siłami zwarciowymi działającymi na odcinki szyn, które są zamocowane na zaciskach. Norma PN/E-06500 na transformatory miernicze nie zawiera podobnego sformułowania. Nasze badania wskazują, że rola szyn połączeniowych w stosunku do wytrzymałości dynamicznej transformatora prądowego jest niekiedy bardzo wielka, większa niż sam wpływ odległości wspornika.

*) Szpor S. Archiv. für Elektrotechnik, 1938, str. 181.

Wytrzymałość dynamiczna transformatora prądowego obejmuje obok zagadnień sił zwarciowych i wytrzymałości mechanicznej również zagadnienia przepięć wzbudzanych w transformatorze i wytrzymałości elektrycznej różnych części izolacyjnych: między zwojami, między warstwami, między zaciskami *K*, *L* oraz między zaciskami *k*, *l*. Próby zwarciowe są ostrzejsze pod względem przepięciowym przy większym obciążeniu wtórnym, tj. przy większej oporności obwodu wtórnego poza transformatorem. Jednakże wspomniane przepisy PN/E-06500 żądają próby przy zwartych zaciskach wtórnych *k*, *l*, ażeby zapewnić nieco większe amperozwoje wtórne, co może dawać większe siły zwarciowe. W zwarciowni Politechniki Gdańskiej wykonuje się próby zwarciowe przy zwartym uzwojeniu wtórnym oraz dodatkowo przy obciążeniu znamionowym.



Rys. 1. Przykłady sił zwarciowych w uzwojeniu pierwotnym transformatora prądowego od szyn pierwotnych *R* przyłączonych do zacisków tego uzwojenia oraz od szyn powrotnych *S*

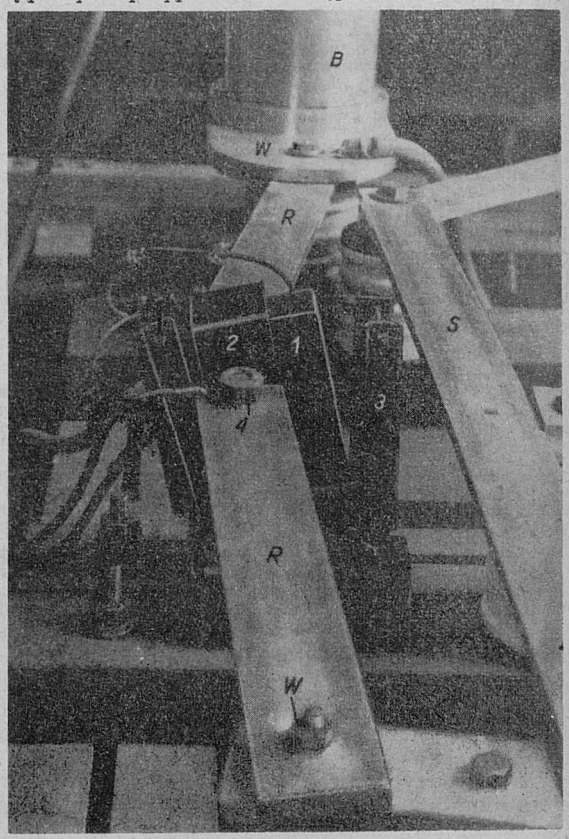
W związku z dużym znaczeniem wytrzymałości zwarciowej dla energetyki nasuwa się zadanie, pomijane w dotychczasowej literaturze i w normalizacji; polega ono na tym, żeby na podstawie prób prototypu ustalić takie wskazówki wykonawcze i takie próby wyrobu, które zapewniałyby tę samą wytrzymałość zwarciową wszystkich produkowanych sztuk — przy niezbyt częstych odbiorczych próbach zwarciowych typu. W celu zapewnienia wytrzymałości mechanicznej na zwarcia opracowuje się zalecenia wykonawcze, które mówią na przykład o symetrycznym nawijaniu i montażu uzwojeń, o wzmocnieniach dla uzwojeń, o starannym montażu konstrukcji wsporczych, o stosowaniu kontrolowanych materiałów o dostatecznej wytrzymałości mechanicznej. Natomiast wytrzymałość elektryczna na zwarcia wymaga zastępczych prób elektrycznych wyrobu, gdyż jakości izolacji nie można sprawdzić przez same oględziny.

Taką próbą wyrobu dla izolacji międzywarstwowej, międzyzwojowej i międzyzaciskowej jest próba przy otwartym obwodzie. Zasila się określonym prądem uzwojenie pierwotne przy otwartym obwodzie wtórnym lub zasila się uzwojenie wtórne przy otwartym uzwojeniu pierwotnym. Obydwa sposoby są równorzędne. Ostrość tej próby zależy w znacznej mierze od wartości i od kształtu prądu; przebieg ściśle sinusoidalny stwarza bardzo ostre warunki napięciowe. Norma PN/E-06500 formułuje w tej dziedzinie ostrzejsze wymagania niż przepisy zagraniczne: prąd 1,5 raza większy od znamionowego oraz przebieg z odchyłkami mniejszymi niż 10% od sinusoidy podstawowej. Jednakże nie ma jeszcze wyraźnego powiązania między tą próbą wyrobu a warunkami zwarciowymi. W końcu niniejszego referatu omawia się pierwsze starania w kierunku ustalenia takich związków.

2. Rola szyn pierwotnych.

W próbach w zwarciowni Politechniki Gdańskiej przywiązuje się wielką wagę do układu szyn wielkoprądowych w pobliżu badanego przyrządu. Zgodnie z normą PN/E-06100 podaje się ściśle odległość najbliższego wspornika szyn z każdej strony przyrządu oraz odstęp od sąsiednich szyn. Te dwa parametry geometryczne decydują w znacznej mierze o siłach zwarciowych przenoszonych z szyn na zaciski badanego przyrządu. Poza tym siły te zależą również od wygięcia szyn, od sprężystości szyn, od przekroju szyny.

Do prób zwarciowych wybiera się warunki stosunkowo ostre, znaczną odległość najbliższego wspornika, najmniejszy możliwy odstęp międzyfazowy. W wątpliwych przypadkach zasięga się opinii specjalistów



Rys. 2. Transformator prądowy niskonapięciowy przepustowy po próbie zwarciowej

1 — rdzeń
2 — górna część uzwojenia wtórnego
3 — konstrukcja wsporcza
4 — zacisk pierwotny
R,*S* — szyny pierwotne
W — najbliższe wsporniki
B — bocznik wielkoprądowy

z dziedziny urządzeń rozdzielczych. Niekiedy nasuwają się różne warianty montażu bez możliwości przesądzenia, który jest najostrzejszy, i wtedy wykonuje się próby dla różnych układów montażowych.

Pierwsze badania transformatorów prądowych wykazują, że wpływ szyn polega nie tylko na przenoszeniu dodatkowych sił na zaciski, lecz również na działaniu na uzwojenia. Mogą to być siły od szyn połączonych z zaciskami transformatora lub od szyn sąsiednich (powrotnych, innych faz). Szczególnie wielkich sił tego rodzaju można spodziewać się w transformatorach niskonapięciowych — wobec niewielkich odstępów szyn.

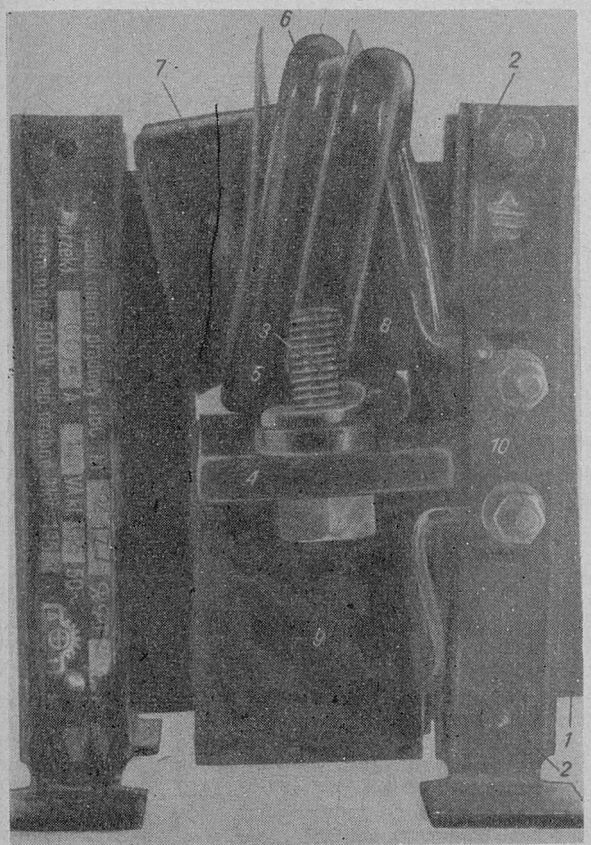
Rys. 1 przedstawia kilka typowych przypadków. Pokazane są tylko uzwojenia pierwotne. W uzwojeniach wtórnych, umieszczonych współosiowo, występują podobne siły o przeciwnym kierunku. Strzałki różnych rodzajów określają kierunki prądów, sił od szyny *R* połączonej z uzwojeniem oraz sił od szyny sąsiedniej (powrotnej) *S*.

Układ (*a*) występuje często w przypadku transformatorów niskonapięciowych. Szyna *S* wywiera na uzwojenie siły odpychające w dolnej części, przyciągające w górnej części. Siły

te działają mniej regularnie niż klasyczne siły niesymetryczne między uzwojeniami, przekręcają cewkę, mogą być dość niebezpieczne dla konstrukcji wsporczej.

Układy (*b*) oraz (*c*) występują często w przypadku transformatorów wysokonapięciowych, zwłaszcza olejowych i małoolejowych. Układy te różnią się między sobą ustawieniem osi uzwojenia względem osi szyny; w przypadku (*b*) osie są równoległe, w przypadku (*c*) osie są prostopadłe. W układzie (*b*) występuje w uzwojeniu para sił od szyny *R*, która skręca cewkę. Siły od szyny *S* nie są pokazane; mogą one znacznie łagodzić siły od szyny *R*, zwłaszcza przy mniejszych odstępach międzyfazowych.

W układzie (*c*) występują w uzwojeniu siły od szyny *R* mniej więcej promieniowe, o charakterze ściskającym; przy przeciwnym kierunku nawinięcia siły mają charakter rozciągający. Siły te zmniejszają więc lub zwiększają znane siły promieniowe symetryczne w uzwojeniu pierwotnym. Szyna *S* przyciąga górną część uzwojenia, odpycha dolną, podobnie jak w przypadku (*a*); przy przeciwnym kierunku nawinięcia kierunki tych sił są odwrotne.



Rys. 3. Transformator prądowy niskonapięciowy wielozwojowy po próbie zwarciowej

1 — rdzeń *3* — zacisk pierwotny *5, 6* — uzwojenie pierwotne
2 — konstrukcja wsporcza *4* — płyta izolacyjna *7, 8, 9* — uzwojenie wtórne
10 — zaciski wtórne

Siły wywierane przez szyny na uzwojenia zależą w znacznym stopniu od prądu znamionowego pierwotnego, jeżeli wytrzymałość dynamiczna transformatora wielozwojowego jest określona jako wielokrotność prądu znamionowego (na przykład 200 . . . 300). Te siły *F* są mianowicie proporcjonalne do iloczynu amperozwojów zwarciowych *Iz* uzwojenia oraz prądu zwarciowego *I* w szynie:

$$F = C \cdot (Iz) \cdot I, \tag{1}$$

gdzie *C* — stała. Z tego powodu niebezpieczeństwo związane z tymi siłami jest większe przy większym prądzie znamionowym.

Dla porównania należy przypomnieć, że klasyczne siły promieniowe i osiowe w uzwojeniach są proporcjonalne do kwadratu amperozwojów zwarciowych:

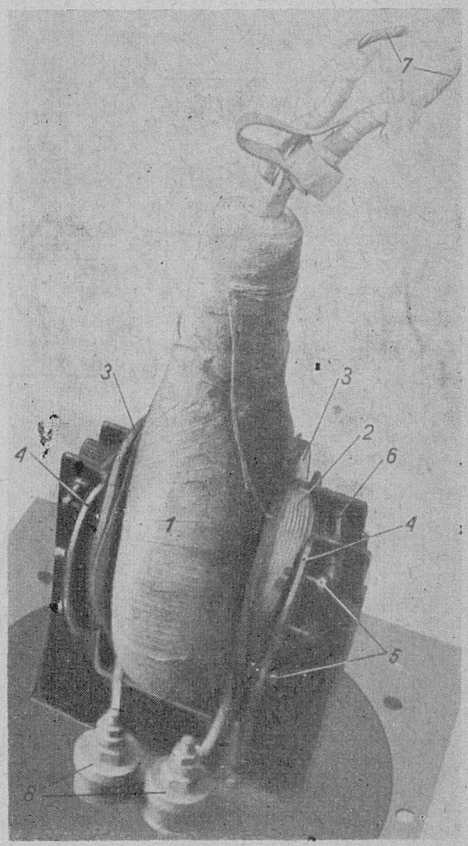
$$F = C \cdot (Iz)^2 \tag{2}$$

lub do iloczynu amperozwojów pierwotnych i wtórnych, bez wpływu samego prądu. Natomiast siły między szynami są proporcjonalne do kwadratu prądu zwarciowego:

$$F = C \cdot I^2. \tag{3}$$

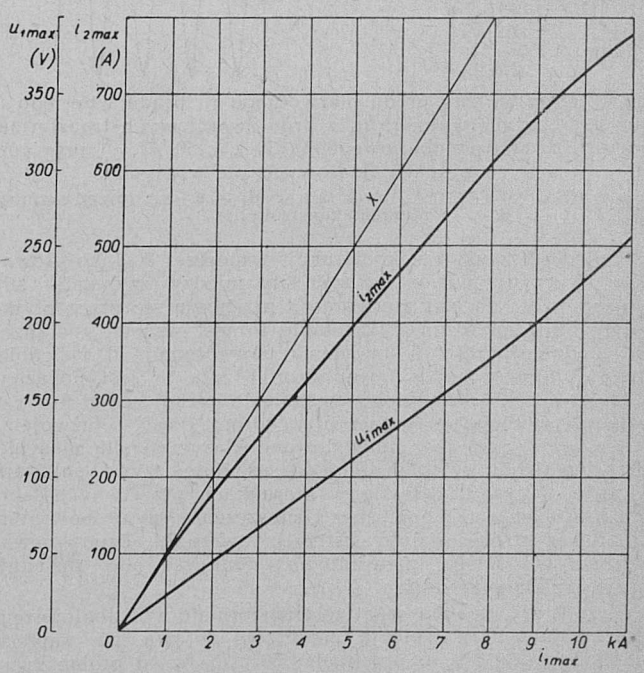
3. Przykłady skutków dynamicznych.

Rys. 2 przedstawia transformator prądowy niskonapięciowy (konstrukcja z bocznikiem magnetycznym), przepustowy, o przekładni 500 A/5 A, po próbie prądem udarowym 78 kA (156.I_n). Głównym skutkiem sił od sąsiedniej szyny *S* jest wysunięcie rdzenia *1* wraz z cewkami wtórnymi *2* z konstrukcji mocującej *3*. Warunki geometryczne prób były stosunkowo ostre, odstęp między szynami *R*, *S* był najmniejszy możliwy.



1 — cewka pierwotna
2 — cewka wtórna
3 — pierścień izolacyjny
4 — konstrukcja mocująca
5, 6 — śruby mocujące
7 — przewody zacisków pierwotnych
8 — przepusty do zacisków wtórnych

Rys. 4. Wnętrze transformatora małoolejowego na 30 kV po próbie zwarciowej

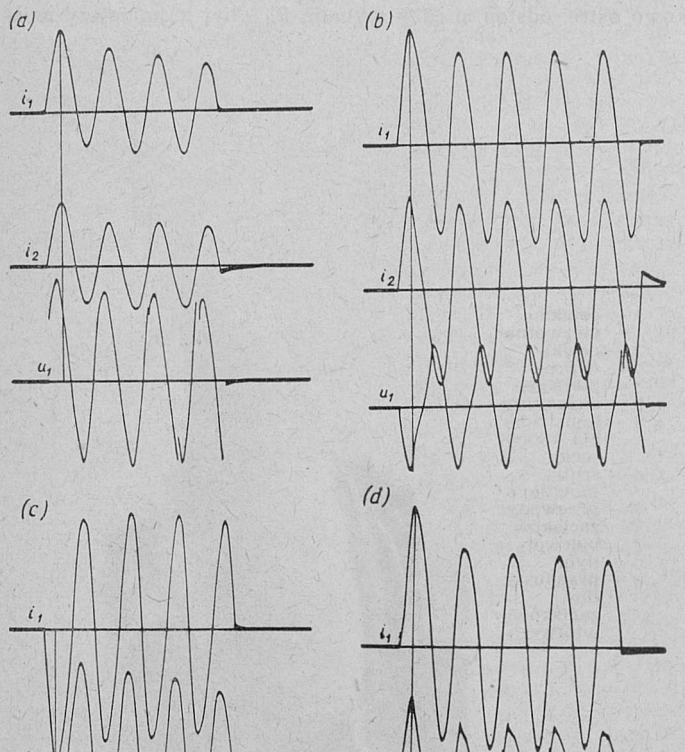


Rys. 5. Charakterystyki pierwszego wierzchołka prądu wtórnego $i_{2\,max}$ oraz wierzchołka napięcia pierwotnego $u_{1\,max}$ w funkcji pierwszego wierzchołka prądu pierwotnego $i_{1\,max}$ z prób zwarciowych transformatora małoolejowego na 30 kV, 50 A/5 A przy zwartym uzwojeniu wtórnym

X — prosta odpowiadająca przekładni znamionowej

liwy, odległości najbliższych wsporników *W* były znaczne. Na rysunku widać część bocznika wielkoprądowego bezindukcyjnego *B* do pomiaru prądu pierwotnego.

Na rys. 3 pokazano transformator prądowy niskonapięciowy (konstrukcja z bocznikiem magnetycznym), wielozwojowy, o przekładni 200 A/5 A, po próbie prądem udarowym 52 kA (260 I_n). Widać



Rys. 6. Oscylogramy prądu pierwotnego i_1, prądu wtórnego i_2 oraz napięcia pierwotnego u_1 z prób zwarciowych transformatora prądowego małoolejowego na 30 kV, 50 A/5 A przy różnych prądach udarowych pierwotnych

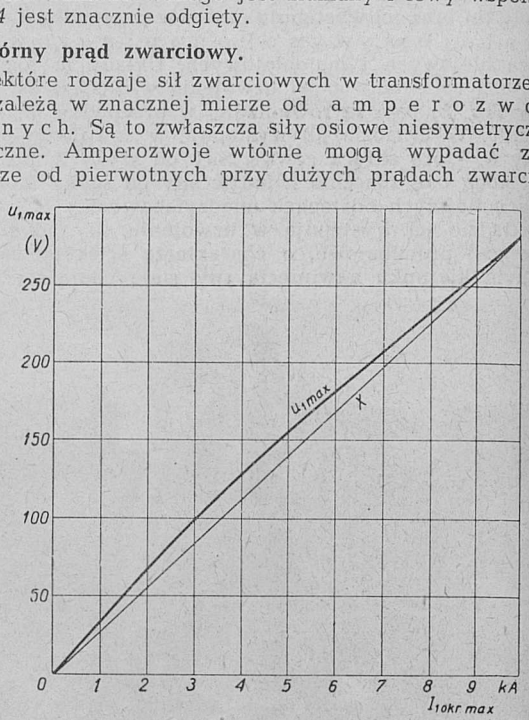
(*a*) — 3,6 kA, (*b*) — 10 kA, (*c*) — 12 kA, (*d*) — 8,4 kA (przed wzmocnieniem konstrukcji)

wysunięcie rdzenia *1* z konstrukcji wsporczej 2. Jako główną tego przyczynę można wskazać siły między szynami; siły wywierane na zaciski pierwotne *3* przenoszą się przez płytkę izolacyjną *4* na rdzeń *1*. Działanie to jest wzmacniane przez siłę w dolnej części 5 uzwojenia pierwotnego od sąsiedniej szyny (umieszczonej z lewej strony); siła ta jest pokazana w części *a* rys. 1. Wybitne przesunięcie górnej części 6 uzwojenia pierwotnego w prawo oraz górnej części 7 uzwojenia wtórnego w lewo jest spowodowane klasyczną siłą niesymetrii osiowej obu uzwojeń. Siły od sąsiedniej szyny, pokazane w części *a* rys. 1, działają w kierunkach przeciwnych łagodząc obciążenia mechaniczne. Umieszczenie szyny powrotnej po prawej stronie dałoby ostrzejsze warunki. Druga cewka wtórna 9 nie ulega przesunięciu, ponieważ nie sąsiaduje z uzwojeniem pierwotnym.

Rys. 4 przedstawia wnętrze transformatora małoolejowego wielozwojowego z izolacją papierowo-olejową, na napięcie znamionowe 30 kV, o przekładni 50 A/5 A, po próbie zwarciowej prądem udarowym 8 kA (160 I_n). Próba odbywała się na transformatorze zamkniętym w obudowie porcelanowej, ale bez oleju, w układzie szyn przedstawionym w części *b* rys. 1. Przesunięcie cewki pierwotnej *1* w lewo i cewki wtórnej *2* w prawo jest spowodowane głównie siłami niesymetrii osiowej. Występuje też skręcenie cewki pierwotnej *1* pod działaniem pary sił od szyn dochodzących do zacisków transformatora; siły te są pokazane w części *b* na rys. 1. Lewy krążek 3 z papieru bakielizowanego jest złamany i lewy wspornik stalowy *4* jest znacznie odgięty.

4. Wtórny prąd zwarciowy.

Niektóre rodzaje sił zwarciowych w transformatorze prądowym zależą w znacznej mierze od amperozwojów wtórnych. Są to zwłaszcza siły osiowe niesymetryczne i symetryczne. Amperozwoje wtórne mogą wypadać znacznie mniejsze od pierwotnych przy dużych prądach zwarciowych,

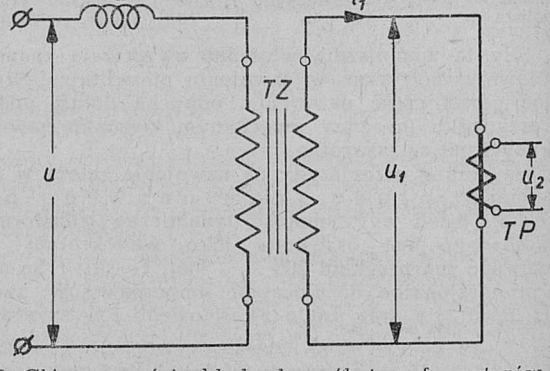


Rys. 7. Charakterystyka pierwszego wierzchołka napięcia pierwotnego $u_{1\,max}$ w funkcji amplitudy składowej okresowej $I_{1\,max\,okr}$ prądu pierwotnego z prób zwarciowych transformatora mało-olejowego na 30 kV, 50 A/5 A przy zwartym uzwojeniu wtórnym

X — prosta odpowiadająca oporności zwarciowej zmierzonej przy prądzie znamionowym

przekraczających znacznie liczbę przetężeniową. Sprawa ta, o dużym znaczeniu dla obliczeń sił zwarciowych, nie jest jeszcze należycie wyjaśniona i uporządkowana.

Rys. 5 daje przykład charakterystyki pierwszego wierzchołka prądu wtórnego $i_{2\,max}$ w funkcji pierwszego wierzchołka prądu pierwotnego $i_{1\,max}$ przy zwartych zaciskach wtórnych dla transformatora małoolejowego na 30 kV o przekładni 50 A/5 A. Charakterystyki nie są bardzo dokładne, gdyż odczyty z oscylogramów są obarczone znacznymi uchybami, zwłaszcza przy mniejszych wychyleniach. Nad krzywą i_{2max} jest poprowadzona prosta X, która odpowiada przekładni znamionowej. Zmniejszenie prądu



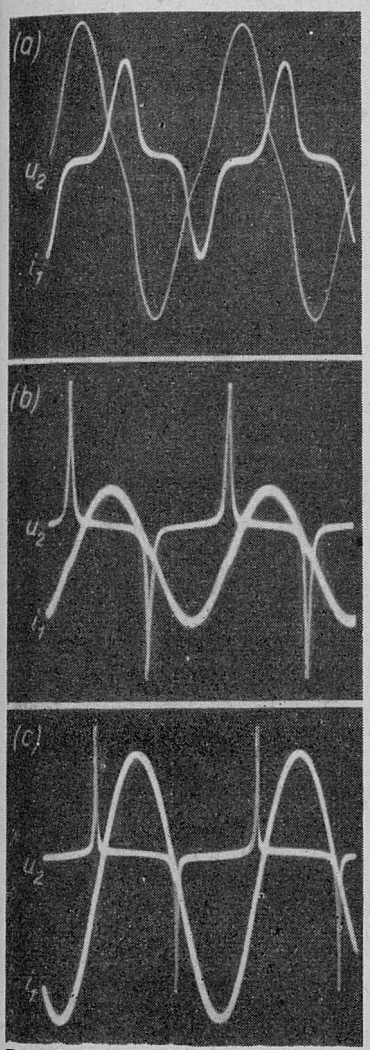
Rys. 8. Główne części układu do prób transformatorów prądowych przy otwartym obwodzie wtórnym

TP — transformator prądowy badany
TZ — transformator zasilający przełączalny
L — dławik powietrzny przełączalny

$i_{2\,max}$ wskutek nasycenia w rdzeniu transformatora jest wprawdzie wyraźne, na przykład o ~ 25% przy 160 I_n, ale nie tak silne, jak się niekiedy przypuszcza.

W dalszej części przebiegu zwarciowego odchyłki prądu wtórnego od przekładni znamionowej są większe, ponieważ nasycenie transformatora prą-

dowego wskutek udziału składowej bezokresowej prądu pierwotnego wzmaga się z biegiem czasu. Oscylogram *a* na rys. 6 ilustruje takie zmiany w tym samym transformatorze małoolejowym w procesie zwarciowym o prądzie udarowym około 3,6 kA (72.I_n); drugi wierzchołek prądu i_1 o tym samym znaku wykazuje jeszcze duży udział składowej bezokresowej, natomiast drugi wierzchołek prądu i_2 o tym samym znaku odpowiada już prawie samej składowej okresowej.



Rys. 9. Przykłady oscylogramów z prób transformatora prądowego małoolejowego na 30 kV, 50 A/5 A przy otwartym obwodzie wtórnym, przy prądzie pierwotnym zbliżonym do znamionowego, w różnych warunkach zasilania

a — bez dławika
b — z dławikiem, przy U = 420 V
c — z dławikiem, przy U = 1100 V

Oscylogramy *b* i *c* na rys. 6 zdjęto przy prądach udarowych pierwotnych około 12 kA (240 I_n). Na około 12 kA (200 I_n). Na oscylogramie *c* widać malenie amplitudy prądu i_2 wskutek rozsuwania się cewek pod działaniem sił osiowych niesymetrycznych. Osc. *d* pochodzi z transformatora tego samego typu przed wprowadzeniem wzmocnień mechanicznych. Uszkodzenie wskutek sił zwarciowych przy prądzie udarowym ok. 8,5 kA (170.I_n) spowodowało zwarcie uzwojenia wtórnego z kadłubem uziemionym, zaznaczające się silnymi zniekształceniami krzywej prądu i_2. Wyniki te nie mają charakteru ogólnego. Istnieje możliwość większych odchyłek prądu i_2 od przekładni znamionowej i większych zniekształceń tego prądu w transformatorach innych typów.

5. Napięcia przy zwarciach

Oscylogramy na rysunku 6 przedstawiają również przebiegi napięcia pierwotnego u_1. W próbach tych uzwojenie wtórne jest zwarte; przy włączeniu znamionowego obciążenia wtórnego napięcie u_1 wypada trochę wyższe oraz występuje znaczne napięcie wtórne. Ostre ząbki w dwu — trzech ostatnich półokresach przebiegu napięciowego wynikają z działania wyłącznika zwarciowni, a nie z właściwości badanego transformatora. Przy większych prądach zwarciowych można stwierdzić silne zniekształcenie krzywej u_1; w porównaniu z sinusoidą wierzchołki ulegają zaostrzeniu.

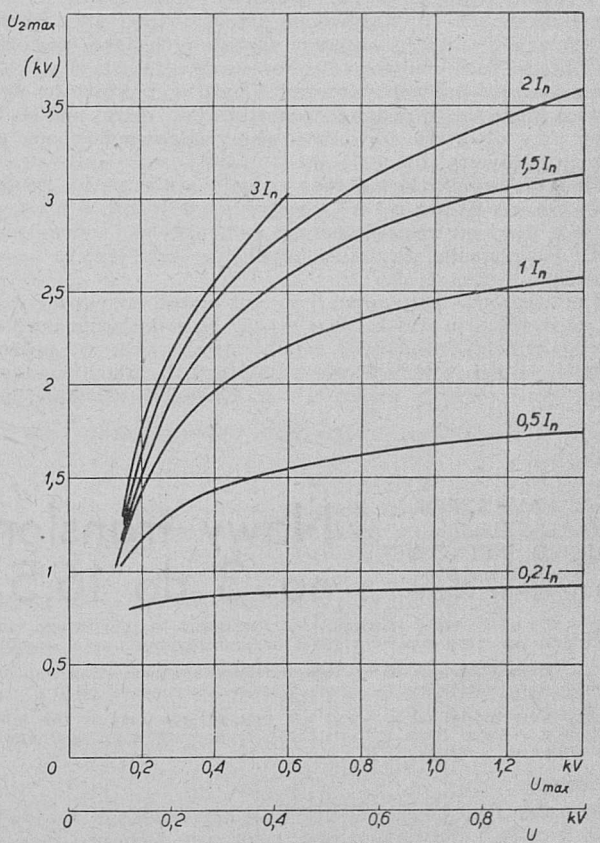
Rys. 5. podaje dodatkowo charakterystykę wierzchołka $u_{1\,max}$ w funkcji pierwszego wierzchołka prądu $i_{1\,max}$ wykonaną na podstawie takich oscylogramów. Na uwagę zasługuje odgięcie krzywej ku górze, jak gdyby wbrew przewidywaniom związanym z nasyceniem rdzenia. Sprawę tę wyjaśnia rys. 7, na którym napięcie $u_{1\,max}$ jest przedstawione w funkcji amplitudy składowej okresowej prądu pierwotnego $I_{1\,okr\,max}$. Tutaj lekkie zagięcie krzywej odpowiada charakterowi wpływu nasycenia.

O napięciu u_1 decyduje głównie składowa okresowa prądu pierwotnego, a składowa bezokresowa ma mniejsze znaczenie. Na rys. 5 większe prądy $i_{1\,max}$ są związane ze słabszą niesymetrią prądową, udział składowych okresowych jest w nich większy i dlatego krzywa $u_{1\,max}$ odgina się ku górze. Na rys. 7 jest przedstawiona linia prosta X, która odpowiada oporności zwarciowej transformatora, zmierzonej w stanie ustalonym przy prądzie znamionowym. Odchylenie krzywej $u_{1\,max}$ od tej prostej ku górze autorzy są skłonni przypisać uchybom pomiarowym. Ważnym wnioskiem jest w tym przypadku brak wyraźnego wpływu łagodzącego nasycenia na napięcia występujące w transformatorze przy zwarciach.

Również w tych sprawach nie ma jeszcze dostatecznych podstaw do uogólnień.

6. Próby izolacyjne przy otwartym obwodzie.

Próby transformatorów prądowych prądem zmiennym doprowadzanym do jednego uzwojenia przy otwartym uzwojeniu drugim odgrywają rolę prób wyrobu izolacji międzyzwojowej, międzywarstwowej i międzyzaciskowej. Od dawna wiadomo, że próby te są ostrzejsze przy prądzie o przebiegu sinusoidalnym niż przy napięciu o przebiegu sinusoidalnym. Ażeby zapewnić ostry charakter prób stosuje



Rys. 10. Charakterystyki amplitudy napięcia wtórnego $U_{2\,max}$ w funkcji całkowitego napięcia zasilania U z prób transformatora małoolejowego na 30 kV, 50 A/5 przy otwartym obwodzie wtórnym, przy różnych prądach pierwotnych

się dławiki powietrzne szeregowe, które dają w przybliżeniu sinusoidalny prąd probierczy pomimo wpływu nasycenia w transformatorze badanym.

Rys. 8 podaje główne części takiego układu probierczego. Skuteczność dławika powietrznego L zależy w znacznej mierze od jego indukcyjności, od spadku napięciowego na nim i ostatecznie od mocy indukcyjnej pobieranej do próby. W przemyśle polskim zwraca się od dawna uwagę na znaczenie tych okoliczności. Norma PN/E-06500 żąda w sposób ostrzejszy niż normy zagraniczne, ażeby prąd probierczy był 1,5 raza większy od znamionowego i ażeby jego odchyłki od sinusoidy podstawowej nie przekraczały 10%.

Odchyłki te występują głównie w pobliżu przejścia krzywej prądowej przez zero. Rys. 9 przedstawia w części *b* przykład oscylogramu, który można uznać za mniej więcej zgodny z wymaganiami normy PN/E. Prąd jest prawie ściśle sinusoidalny, odkształcenia występują przy przejściach przez zero w postaci niezbyt wyraźnych przegięć. Określenie wartości odchyłek od sinusoidy jest na takiej krzywej bardzo trudne, co stanowi wadę sformułowania w normie PN/E. Rys. 9 podaje również dwa inne przykłady oscylogramów: *a* — przy bardzo silnym zniekształceniu prądu, bez dławika szeregowego, *c* — przy prawie niedostrzegalnych odchył-

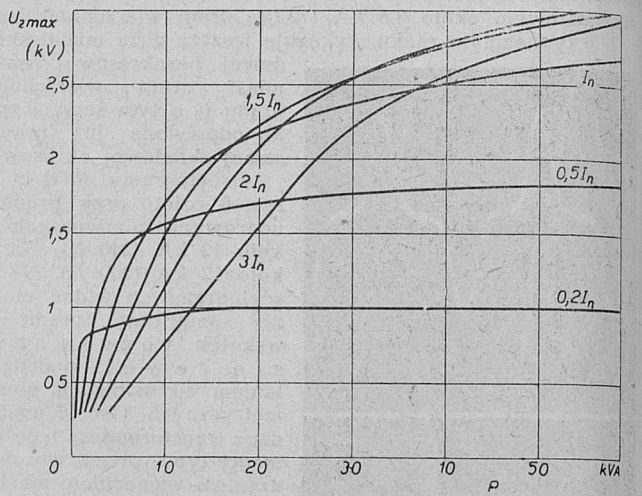
kach prądu od sinusoidy, dzięki bardzo wielkiej mocy indukcyjnej w próbie.

Najpoważniejszą usterką w obecnych sformułowaniach norm w tej sprawie jest brak dostatecznie uzasadnionego związku między próbą wyrobu przy otwartym obwodzie a przepięciami występującymi w warunkach zwarciowych. Katedra Wysokich Napięć Politechniki Gdańskiej dąży do rewizji przepisów w tym kierunku. Chodzi o to, ażeby próby wyrobu zapewniały dostateczną wytrzymałość izolacji przy przepięciach zwarciowych.

Rys. 10 podaje wyniki badań przeprowadzonych na transformatorze małoolejowym na 30 kV o przekładni 50 A/5 A. Pokazane są charakterystyki wartości maksymalnej napięcia $U_{2\,max}$ na otwartym uzwojeniu wtórnym w funkcji napięcia całkowitego U w obwodzie zasilania strony pierwotnej (dwie skale napięciowe dla wartości maksymalnych U_{max} oraz skutecznych U). Krzywe są przedstawione przy różnych wartościach prądu pierwotnego, wyrażonych jako wielokrotności prądu znamionowego I_n. Porównanie takich charakterystyk z wartościami napięciowymi z prób wytrzymałości dynamicznej pozwala wyciągnąć wnioski, jak ostre muszą być próby przy otwartym obwodzie, ażeby odpowiadały one próbom zwarciowym.

Pierwsze wyniki badań tego rodzaju wskazują na konieczność obostrzenia prób przy otwartym obwodzie w porównaniu z obecnymi wymaganiami PN/E. Wyciąganie wniosków ogólnych jest jeszcze przedwczesne.

Takie próby przy otwartym obwodzie wymagają dużej mocy indukcyjnej. Istnieją różne możliwości osiągnięcia pożądanych napięć zwojowych w próbach, mianowicie przy różnych wielokrotnościach prądu znamionowego, przy różnych napięciach w obwodzie zasilania, przy różnych mocach indukcyjnych. Rys. 11 podaje przykład charakterystyk napięcia wtórnego $U_{2\,max}$ w funkcji mocy indukcyjnej P obwodu probierczego przy różnych wielokrotnościach prądu znamionowego I_n.



Rys. 11. Charakterystyki amplitudy napięcia wtórnego $U_{2\,max}$ w funkcji całkowitej mocy indukcyjnej P w próbach transformatora małoolejowego na 30 kV, 50 A/5 A przy otwartym obwodzie wtórnym, przy różnych prądach pierwotnych

Znajomość takich charakterystyk pozwala wybrać dogodniejsze warunki próby przy otwartym obwodzie. Na przykład napięcie wtórne 2,5 kV można uzyskać przy 1,5 I_n . . . 2 I_n kosztem mocy P około 28 kVA albo przy I_n lub 3 I_n kosztem mocy P około 38 kVA.

XLI

STANISŁAW SZPOR
ERHARD SZULC
EDMUND DYTKOWSKI
Główny Urząd Miar
i Politechnika Gdańska

Nowy transformator napięciowy wzorcowy na 3 do 16,5 kV

621·3.011:621·314:621·3·027·3

Treść. Opis nowego transformatora napięciowego wzorcowego na napięcie znamionowe pierwotne od 3 do 16,5 kV. Możliwości regulacji po stronie pierwotnej i wtórnej, kompensacja kondensatorowa. Uchyby rzędu ± 0,01%, ± 1'.

Новый эталонный трансформатор напряжения для 3 до 16,5 кв. Описание трансформатора. Возможность регулировки в первичной и вторичной цепи, емкостная компенсация. Погрешности порядка ± 0,01%, ±1'.

New model of a 3—16,5 kV voltage transformer for laboratory use. Description of a new laboratory transformer for a rated primary voltage from 3 to 16,5 kV. Opportunity for primary and secondary voltage regulation. Capacitor compensation. Errors of the order of ± 0,01%, ± 1'.

1. Wstęp.

W roku 1949 postanowiono wykonać środkami krajowymi nowe transformatory napięciowe wzorcowe suche, na zakres od 3 kV do 16,5 kV, o wielkiej dokładności, ażeby możliwie szybko usunąć dotkliwe braki w laboratoriach zniszczonych przez wojnę i w pracowniach nowopowstających. Projekt dostosowano do możliwości materiałowych i wykonawczych przemysłu krajowego oraz warsztatów należących do zainteresowanych instytucji.

Rdzenie i uzwojenia wykonano w Zakładach Wytwórczych Aparatów Wysokiego Napięcia im. Dymitrowa, obudowy, pokrywy izolacyjne z przepustami, człony do kompensacji uchybów i montaż — w warsztatach Głównego Urzędu Miar i Katedry Wysokich Napięć Politechniki Gdańskiej. Wzorcowanie przeprowadzono na razie przy użyciu transformatorów wzorcowych zagranicznych, ale przewidziano dogodne możliwości ponownego wyregulowania przy pomocy nowych dzielników napięciowych o wielkiej dokładności. Dwa transformatory tego typu pracują od roku 1952 w laboratoriach transformatorów mierniczych Głównego Urzędu Miar i Katedry Wysokich Napięć Politechniki Gdańskiej.

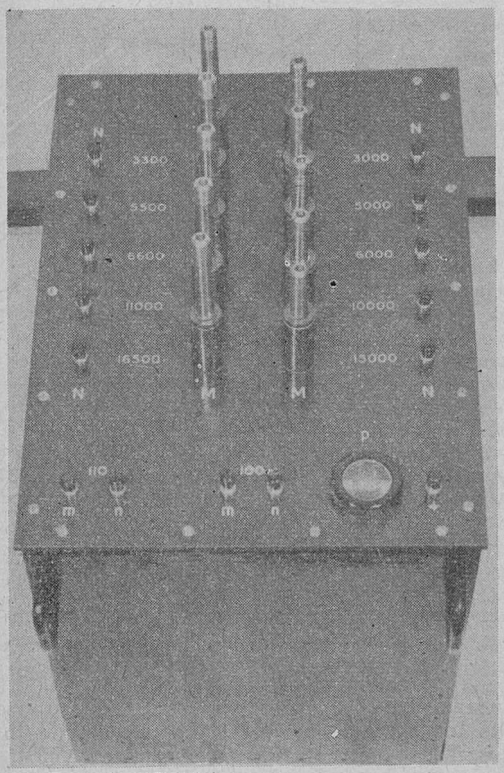
2. Opis transformatora.

Transformator jest przedstawiony na rys. 1 z góry oraz na rys. 2 z dwóch stron, przy bocznych osłonach zdjętych do regulacji dokładności. Obudowa jest stalowa. Pokrywa izolacyjna jest wykonana z papieru bakelizowanego. Na pokrywie są umieszczone liczne zaciski pierwotne M, N oraz wtórne m, n. Tylko zaciski M na przepustach z papieru bakelizowanego mają pełną izolację wysokonapięciową względem ziemi. Przepusty ustawione w dwóch rzędach mają różne wysokości, co ułatwia wykonanie prawidłowych połączeń zasilających bez niebezpieczeństwa zwarcia z zaciskiem nieczynnym. Zaciski N są przeznaczone do uziemiania; uziemia się tylko zacisk N odpowiadający przekładni, z której się korzysta. Na wypadek, gdyby zapomniano uziemić zacisk N, jest przewidziane zabezpieczenie w postaci lampy neonowej p, ażeby uniknąć uszkodzenia izolacji niskonapięciowej w transformatorze. Zaciski M, N na poszczególne napięcia znamionowe — 3000 V, 3300 V, 5000 V, 5500 V, 6000 V, 6600 V, 10 000 V, 11 000 V, 15 000 V, 16 500 V — są umieszczone obok siebie. Transformator ma dwie pary zacisków wtórnych m, n na napięcia znamionowe 100 V i 110 V.

Rdzeń ma przekrój całkowity około 72 cm². Jako materiał wybrano zwyczajną blachę transformatorową żelazo-krzemową stosowaną przez Zakłady A-1. Wybór stosunkowo niewielkiej indukcji — około 5000 gausów przy napięciu 1,2 raza wyższym od napięcia znamionowego U_n — ma na celu pracę przy dużej i niezbyt silnie zmieniającej się przenikalności magnetycznej, zwłaszcza w najważniejszym obszarze napięć od 0,8 U_n do 1,2 U_n. Przy napięciu znamionowym na 1 zwój przypada około 0,6 V. Szkodliwy wpływ zmiennej przenikalności można znacznie złagodzić dodając do rdzenia domieszkę blach żelazo-niklowych (nasyconych już przy napięciach bardzo małych w porównaniu z U_n). Jednakże przeciągające się trudności materiałowe skłoniły do rezygnacji z tego szczegółu projektu pierwotnego.

Uzwojenia są umieszczone na górnym słupie poziomym rdzenia, w postaci jednego bloku cylindrycznego 3, widocznego na rys. 2. Na dnie są nawinięte uzwojenia wtórne, następnie uzwojenia pierwotne od najniższych napięć do

końca wysokonapięciowego na 16 500 V, który wypada na powierzchni zewnętrznej bloku. Zaczepy pośrednie uzwojenia pierwotnego, na różne napięcia znamionowe, wypadają na końcach warstw. Przewody *4* od tych zaczepów do przepustów *M* są przymocowane do izolacyjnej konstrukcji wsporczej. Przekroje uzwojeń są tak dobrane, że przy gęstości prądu 2 A/mm², odpowiadają mocy około 1500 . . . 2000 VA przy napięciu znamionowym U_n; taka jest w przybliżeniu moc graniczna, określona warunkami nagrzewania.



Rys. 1. Widok transformatora z góry
p — zabezpieczenie lampą neonową
M, *N* — zaciski pierwotne, *m*, *n* — zaciski wtórne

O wyborze stosunkowo wielkich przekrojów uzwojeń nie decydują tutaj wymagania w sprawie nagrzewania, lecz konieczność ograniczenia spadków napięciowych, od których zależą uchyby transformatora. Według obliczeń przybliżonych spadki napięciowe związane z opornościami czynnymi uzwojeń mają znaczną przewagę nad spadkami rozproszeniowymi przy U_{nl} = 300 V (stosunek powyżej 2) wypadają mniej więcej jednakowe przy U_{nl} = 10 000 V, są natomiast znacznie mniejsze przy U_{nl} = 15 000 V (stosunek około 1/2).

Izolacja międzywarstwowa w bloku uzwojeń 3 jest wykonana z papieru olejowego. Ażeby zapewnić dostateczną wytrzymałość przy napięciu probierczym 2 U_n — bez ryzyka uszkodzenia kosztownych uzwojeń, stosuje się znaczne liczby warstw papieru. Łączna grubość izolacji wynosi około 30 mm. Odstępy powierzchniowe (w kierunku osiowym) odpowiadają znanej regule: 3 mm na 1 kV napięcia probierczego.

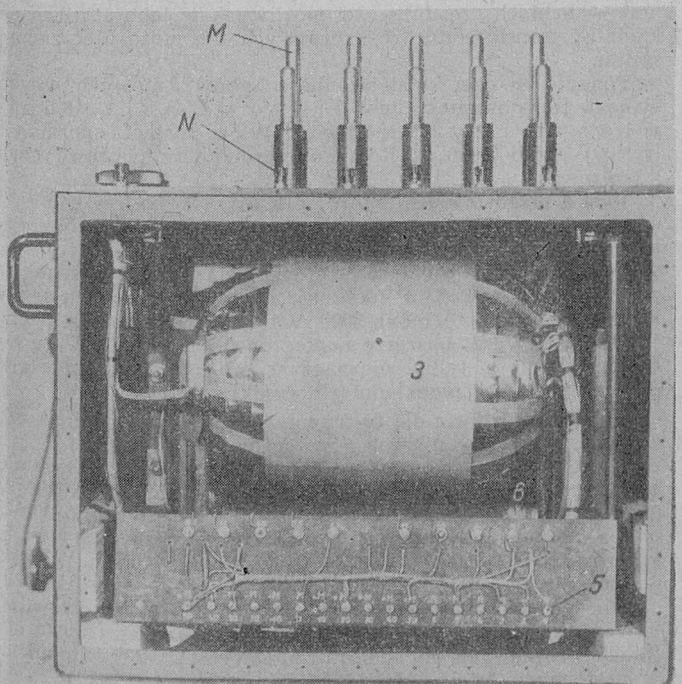
Ażeby umożliwić dogodną regulację przekładni przy licznych napięciach znamionowych, dodaje się warstwę uzwojeń regulacyjnych po stronie pierwotnej, tuż na uzwojeniu wtórnym, tj. na końcu niskonapięciowym. Warstwa ta ma 3 uzwojenia po 100 zwojów oraz uzwojenie z zaczepami 10 × 10 zwojów. Uzwojenia regulacyjne są połączone z dolnym rzędem zacisków *5* na płycie wewnętrznej, łatwo dostępnej po zdjęciu osłony bocznej. Drobniejszą regulację wykonuje się pojedynczymi zwojami *6* na dolnym słupie rdzenia.

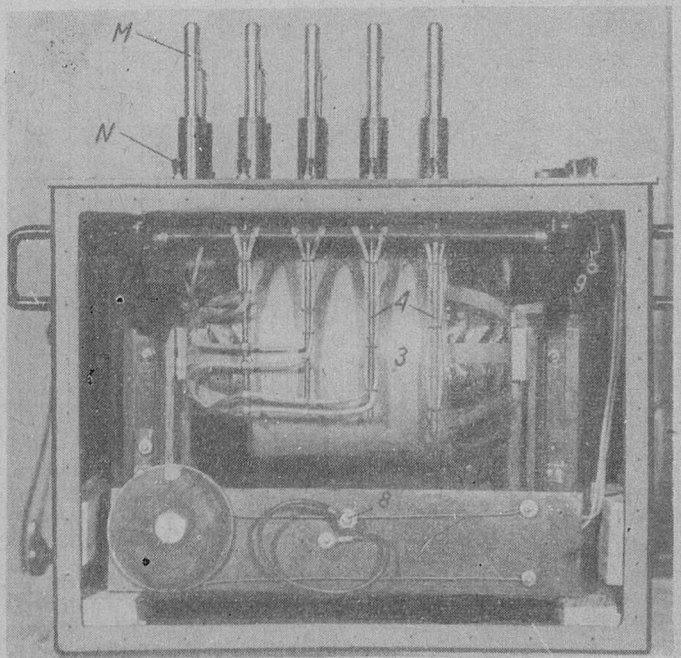
Przy dwóch napięciach znamionowych wtórnych, 100 V i 110 V, regulacja po stronie pierwotnej nie wystarczy. Transformator ma dla jednego z napięć wtórną regulację ciągłą. Do tego celu służy drut oporowy 7 z kanthalu o średnicy 2,5 mm, o długości około 1 m, oporności około 0,2 Ω. Drut ten jest zasilany przez pojedynczy zwój dodatkowy w transformatorze otrzymuje więc przy napięciu znamionowym prąd około 3 A, czemu odpowiada niewielkie obciążenie około 2 W. Przesuwanie zacisku pośredniego *8* po drucie daje regulację ciągłą. Części te są łatwo dostępne po odjęciu jednej ściany bocznej.

3. Próby, charakterystyki, kompensacja uchybów.

Transformator wytrzymuje przewidzianą próbę wytrzymałościową napięciem 2 razy wyższym od znamionowego przy częstotliwości 50 Hz. W próbie tej transformator jest zasilany po stronie niskiego napięcia i sam wytwarza wysokie napięcie probiercze. Zastosowanie wyższej częstotliwości jest zbyteczne wobec niezbyt wielkiej indukcji magnetycznej. W czasie próby obserwuje się silny szum wyładowań niezupełnych. Przy napięciach roboczych do 1,2 U_n transformator zachowuje się zupełnie cicho.

Rys. 3 przedstawia charakterystykę magnesowania transformatora przy zasilaniu uzwojenia 100 V w dwóch wariantach, *a* — na zimno, *b* — po długotrwałym nagrzewania. W obszarze najważniejszych napięć—od

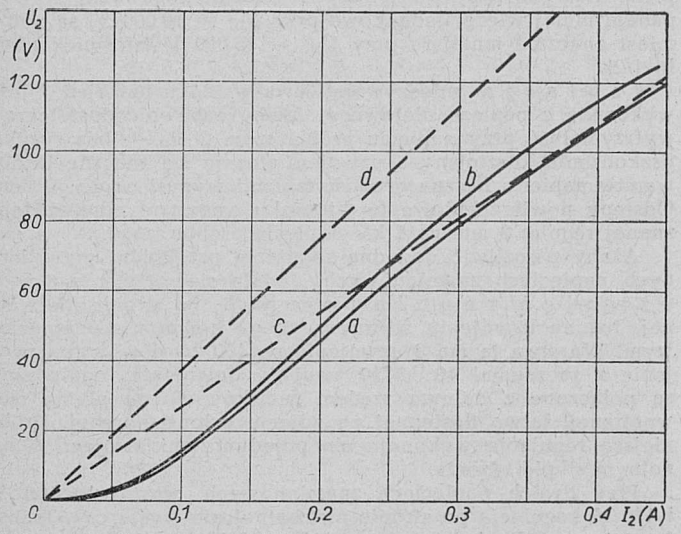




Rys. 2. Widok transformatora z dwóch stron przy odjętych osłonach bocznych

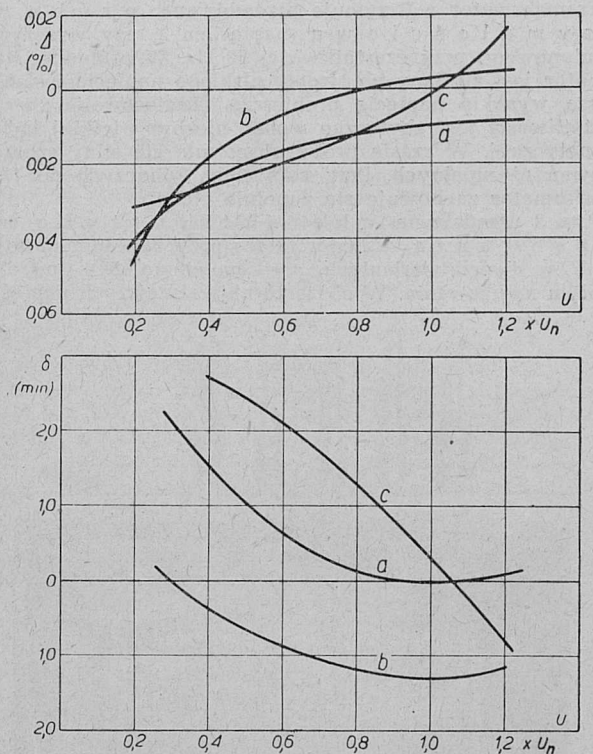
M, *N* — zaciski pierwotne
3 — blok uzwojeń
4 — przewody do zacisków *M*
5 — zaciski do regulacji zwojowej pierwotnej
6 — pojedyncze zwoje regulacyjne pierwotne
7 — drut do regulacji ciągłej wtórnej
8 — zacisk regulacyjny wtórny
9 — dodatkowy opornik obciążeniowy

0,8 U_n do 1,2 U_n — zależność napięciowo-prądowa jest zbliżona do pożądanej proporcjonalności, przedstawionej przykładowo prostą c. Dzięki temu można stosunkowo łatwo skom-



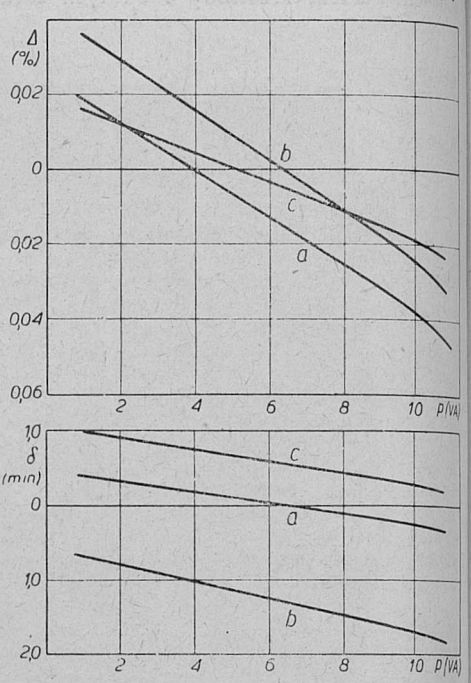
Rys. 3. Charakterystyki magnesowania po stronie 100 V
a — na zimno *c*, *d* — rozpatrywane proste
b — po nagrzaniu proporcjonalności

pensować uchyby w tym obszarze napięć. Natomiast przy znacznie niższych napięciach, na przykład $0{,}8 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_n$ (w badaniach transformatorów przeznaczonych do układu gwiazdowego), znaczna odchyłka charakterystyki magnesowania od proporcjonalności może powodować większe uchyby.



Rys. 4. Charakterystyki uchybów napięciowych Δ i kątowych δ w funkcji napięcia przy obciążeniu wtórnym, około 6 VA, cos ψ = 0,8, dla przekładni: *a* — 3000 V/100V, *b* — 6000 V/100 V, *c* — 15 000 V/100 V

Pierwotny projekt transformatora przewiduje lepsze zbliżenie charakterystyki napięciowo-prądowej do proporcjonalności, również przy niższych napięciach, przez wykonanie niewielkiej części rdzenia z blach żelazo-niklowych. Blachy te pracowałyby przy takich samych amperozwojach magnesujących jak blachy żelazo-krzemowe i nasycałyby się już przy bardzo małych napięciach. Udział tych blach przesuwałby więc charakterystykę magnesowania o mniej więcej stały przyrost napięciowy. Można by zbliżyć się do idealnej prostej *d* i zapewnić mniej więcej jednakowo skuteczną kompensację uchybów w szerokim obszarze napięć.



Rys. 5. Charakterystyki uchybów napięciowych Δ i kątowych δ w funkcji obciążenia wtórnego przy cos ψ = 0,8, przy napięciu znamionowym, dla przekładni: *a* — 3000 V/100 V, *b* — 6000 V/100 V, *c* — 15 000 V/100V

Wykonanie całego rdzenia z blach żelazo-krzemowych przekreśla ten szczegół projektu. Ażeby pomimo to uniknąć zbyt wielkich uchybów, stosuje się w wykonanych transformatorach kompensację kondensatorową spadków napięciowych rozproszeniowych. Spadki te odgrywają wielką rolę głównie przy wyższych napięciach znamionowych. Kompensacja na zasadzie rezonansu napięciowego jest wprowadzona dla napięć znamionowych od 5500 V. Kondensatory szeregowe są włączone po stronie pierwotnej przed zaciskami *N*, przeznaczonymi do uziemiania. Największą pojemność 10 μF stosuje się dla 5500 V, najmniejszą 0,5 μF dla 16 500 V. Kondensatory są zamocowane za płytą izolacyjną z zaciskami regulacyjnymi 5 (rys. 2, górna część).

Uzyskiwane przesunięcia uchybów wynoszą do kilku setnych procentu i do kilku minut. Są to wartości tak małe, że przy wahaniach częstotliwości możliwych w laboratoriach dokładność transformatorów wzorcowych nie może ulec zmniejszeniu.

Ponadto w celu zmniejszenia uchybów kątowych wbudowano w transformatory dodatkowe obciążenia wtórne czynne rzędu 3W, w postaci opornika 9 (rys. 2) około 3 000 Ω. Kompensacja ta daje poprawę rzędu kilku minut.

Rys. 4 przedstawia niektóre charakterystyki uchybów napięciowych Δ oraz kątowych δ dla wyregulowanych transformatorów w funkcji napięcia wyrażonego jako wielokrotność napięcia znamionowego U_n, przy obciążeniu około 6 VA, cos ψ około 0,8. Pokazane są tylko krzywe dla przekładni 3000 V/100 V, 6000 V/100 V oraz 15 000 V/100 V. W obszarze napięć od 0,8 U_n do 1,2 U_n uchyby przekraczają tylko nieznacznie wartość ± 0,01% oraz ± 1'. Przy innych przekładniach wyniki są podobne.

Rys. 5 przedstawia dla tych samych przekładni charakterystyki uchybów Δ, δ w funkcji obciążenia *P* przy cos ψ około 0,8, przy napięciu znamionowym. Pokazane są krzywe dla przekładni 3000 V/100 V, 6000 V/100 V oraz 15 000 V/100 V. W obszarze od 0 do 10 VA uchyby napięciowe osiągają wartości do ± 0,05%, a uchyby kątowe do ± 2'. Widoczne jest wyregulowanie na największą dokładność dla obciążeń około 5 VA.

Obecne charakterystyki, których część jest przedstawiona na rys. 4 i na rys. 5, są oparte na przedwojennych transformatorach wzorcowych pochodzenia niemieckiego. Przewiduje się w następnych latach rozwój własnych podstaw wzorcowych i ponowne wycechowanie opisywanych transformatorów. Ponowna regulacja uchybów jest łatwa dzięki widocznemu i dostępnemu rozmieszczeniu wszystkich członów regulacyjnych (rys. 2).

PRZEGLĄD DOKUMENTACYJNY ELEKTROTECHNIKI

opracowany przez OŚRODEK DOKUMENTACJI ELEKTROTECHNIKI
Dodatek do miesięcznika PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

Rocznik 7 Warszawa, luty 1955 r. Nr 2

Gwiazdkami obok porządkowych liczb artykułów, oznaczone są publikacje znajdujące się w bibliotece Instytutu Elektrotechniki

Wiadomości ogólne

57* 537.222.001.24 D1

Smirnow W. J.: **Obliczanie oporności między elektrodami w pewnych polach potencjalnych.** „Rasczot soprotiwlenja mieżdu elektrodami w niekotorych potencjalnych polach". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 9, wrzes. 53, s. 55; A4, 6,5 str., 3 rys., 3 tabl., 6 poz. bibl. — Sposoby obliczeń dla pól w przypadku elektrod płaskich, ukośnych i owalnych (cylindrycznych). Wyprowadzenie wzorów dla ośrodka izotropowego. Tablice wyników przy obliczeniach całek eliptycznych. Szereg przykładów pól i przebiegu obliczeń.

58* 538.551.001.24 D1

Woronow R. A.: **Obliczenie prądów i napięć w obwodach z pozbawionymi bezwładności elementami nieliniowymi.** „Rasczot tokow i napriażenij w cepiach s beziniercjonnymi nieliniejnymi elemientami". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 44; A4, 5 str., 6 rys. 1 poz. bibl. — Metoda obliczeń, uwzględniająca wyższe harmoniczne. Rozkład typowej charakterystyki prądowo-napięciowej obwodu nieliniowego na harmoniczne. Ocena dokładności założeń upraszczających. Przykłady obliczeń i pomiarów sprawdzających, oscylograficznych.

59* 538.551.001.24 D1

Hochrainer A.: **Obliczenia obwodów nieliniowych przy pomocy krzywych łamanych.** „Die Berechnung nichtlinearer Netzwerke mit Hilfe von geknickten Kennlinien". E und M., Wien, dwutyg., Nr 17, wrzes. 53, s. 376; A4, 10,5 str., 14 rys. — Trudności przy ścisłym obliczaniu dwójnika nieliniowego, przykład dławika z uwzględnieniem histerezy. Zastąpienie krzywej magnesowania krzywą łamaną odpowiadającą dwum wartościom oporności. Krzywe prądu do obliczeń tą metodą dla dowolnego RL (oporność — indukcyjność nieliniowa). Uwzględnienie pętli histerezy, przykład dławika nasyconego. Obliczenia dla obwodu drgającego LC. Praktyczne zalety metody.

60* 538.551.001.24:621.3.012.8 D1

Jonkin P. A.: **Zastosowanie schematów zastępczych czwórnika i szóstnika czynnego do obliczeń obwodów nieliniowych.** „Primienienje ekwiwalentnych schiem aktiwnowo czetyriochpolusnika i szestipolusnika dla rasczota nieliniejnych cepiej". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 39; A4, 5 str., 15 rys., 4 poz. bibl. — Przykłady schematów zastępczych w przypadku dwóch lub trzech elementów nieliniowych dla obwodów prądu stałego. Zastąpienie układu z elementami nieliniowymi układami pozwalającymi na przeprowadzanie obliczeń metodą graficzną, przekształcenia obwodów. Zestawiono wykresy prądów w funkcji napięć do metody graficznej.

61* 620.1.05 D1

Bohnenblust J. P., Gaudenzi A., Zschokke H.: **Nasze laboratoria dla badania materiałów.** „Unsere Laboratorien für Materialprüfung Brown Boveri Mitt., Baden, mies., t. 40, Nr 8, sierp. 53, s. 305; A4, 16 str., 39 fot. — Opis laboratoriów badawczych BBC dla badania materiałów. Laboratoria posiadają oddziały: chemiczny, optyczny, spektralny, fizyczny, elektryczny, mechaniczny, metalograficzny, radiograficzny. Opis wyposażenia.

62* 621—526.333.91 D1

Trapieżnikow W. A.: **Automatyzacja przemysłu a zadania nauki.** „Awtomatizacja proizwodstwa a zadaczi nauki". Izw. Akad. Nauk SSSR, Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 54, s. 58; B5, 9 str. — Znaczenie automatyzacji w technice współczesnej. Efekt gospodarczy automatyzacji. Uchwały 18 i 19 Zjazdu KPZR o automatyzacji. Zadania pracowników naukowych w dziedzinie techniki. Kierunki rozwoju badań naukowych w dziedzinie automatyki i telemechaniki. Klasyfikacja procesów produkcyjnych nadających się do automatyzacji. Automatyka w pracowniach naukowo-badawczych. Współpraca poszczególnych instytutów Akademii Nauk w dziedzinie automatyzacji, osiągnięcia dotychczasowe. Perspektywy rozwoju automatyki w ZSRR.

63* 621—526.338.91 D1

O wszechstronny rozwój automatyzacji technologicznych procesów. „Wsiemierno razwiwat' awtomatizaciju tiechnołogiczeskich processow". Wiestn. Maszinostr., Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 54, s. 3; A4, 4 str. — Rola automatyzacji w postępie technicznym przemysłu budowy maszyn. Dotychczasowe osiągnięcia. Wyniki narady w Instytucie Maszynoznawstwa Akademii Nauk o automatyzacji procesów technologicznych. Zadania placówek naukowo-badawczych i ich współpraca z przemysłem. Automatyzacja istniejącego parku maszynowego jako ważne zadania obok konstruowania nowych zautomatyzowanych maszyn. Automatyzacja jako czynnik organizujący w przebiegu projektowania rekonstruowania procesów technologicznych.

64* 621.3.014.6 D1

Baron I. J.: **Wykresy statyczne prądów błądzących.** „Staticzeskije diagrammy błużdajuszczich tokow". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 9, wrzes. 53, s. 70; A4, 3 str., 5 rys., 2 poz. bibl. — Metoda wyznaczania potencjałów wywołanych prądami błądzącymi w ziemi. Układ pomiarowy, wzory. Pomiary wykonane dla terenów w pobliżu linii tramwajowych. Wyniki przedstawione na wykresach. Zmiany wartości w różnych porach roku.

65* 621.3.016.4:622.6—83 D1

Spisidonow W. A.: **Przybliżone zależności określające zużycie energii elektrycznej przez elektryczny transport kopalniany.** „Pribliżonnyje zawisimosti elektropotrieblenja szachtnowo elektrotransporta". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 75; A4, 4,5 str., 7 wykr., 3 poz. bibl. — Wyniki badań zużycia energii elektrycznej przez transport elektryczny w kopalniach wschodnio-syberyjskich basenów węglowych. Przybliżone zależności określające zapotrzebowanie energii elektrycznej przez transport kopalniany w różnych warunkach jego pracy. Współczynnik eksploatacji elektrycznego transportu kopalnianego oraz sposoby jego wyznaczenia.

66* 621.3.064:621.3.015.3 D1

Kohn S.: **Porównanie i wybór zasadniczych parametrów mających wpływ na powstawanie przepięć w czasie włączania i wyłączania silników, transformatorów lub kondensatorów.** „Comparaison et choix les paramètres essentiels intervenant dans la formation des surtensions lors des manoeuvres d'enclenchement et de déclanchement des moteurs, transformateurs ou condensateurs". Bull. Soc. franc. Electr., Paris, mies., Nr 35, list. 53, s. 700; A4, 7,5 str., 1 fot., 3 wykr., 13 poz. bibl. — Warunki powstawania niebezpiecznych przepięć. Główne parametry wpływające na powstawanie przepięć. Analiza wyników pomiarów. Porównanie przepięć w zależności od stosowanej aparatury łączeniowej. Próba ustalenia wskazań praktycznych dla użytkownika na stosowanie odpowiedniej aparatury zapewniającej powstawanie najmniejszych przepięć.

67* 621.3.064:621.3.015.3 D1

Perolini M.: **Złagodzenie przepięć przy przerywaniu obwodu wyłącznikami lub bezpiecznikami.** „L'atténuation des surtensions de coupure dues aux disjoncteurs et aux coupe-circuit à fusibles". Bull. Soc. franc. Electr., Paris, mies., Nr 32, sierp. 53, s. 455; A4, 11 str., 1 rys., 16 wykr. — Warunki powstawania najniebezpieczniejszych przepięć przy wyłączaniu. Wpływ aparatury wyłączającej na zjawiska przepięć. Środki, jakie można zastosować dla złagodzenia przepięć i ograniczenia ich wielkości. Opis aparatów z zastosowanymi ulepszeniami.

68* 621.3.064:621.3.015.3:621.314.21 D1

Teszner S.: **Mechanizm fizyczny i charakterystyki przepięć manewrowych w obwodach z indukcyjnością. Sposoby zwalczania tych przepięć.** „Mécanisme physique et caractéristiques des surtensions des manoeuvres sur circuits inductifs; moyens de les combattre". Bull. Soc. franc. Electr., Paris, mies, Nr 35, list. 53, s. 708; A4, 10,5 str., 10 rys., 3 poz. bibl. — Powstawanie przepięć łączeniowych. Wpływ uziemiania punktów zerowych transformatorów. Charakterystyki przepięć fazowych i międzyfazowych. Powstawanie przepięć przy wyłączaniu.

Wpływ obwodów górnego i dolnego napięcia oraz stanu punktów zerowych. Porównanie teorii i wyników doświadczalnych. Sposoby zmniejszania przepięć. Wnioski.

Elektrownie

69* 621.311(4) D1

Serryn P.: **Energia elektryczna w Europie.** „L'énergie électrique en Europe". Rev. gen. Electr., Paris, mies., t. 62, Nr 3, marz. 53, s. 97; A4, 14,5 str., 1 rys., 21 tabl. — Dane o energetyce Anglii i Niemiec. Historia rozwoju produkcji energii elektrycznej. Wpływ wojny 1939—1945 r. Organizacja energetyki. Warunki produkcji i rozdziału. Produkcja elektrowni cieplnych i wodnych. Moce elektrowni czynnych i w budowie. Połączenia energetyczne. Podział spożycia energii elektrycznej wg grup odbiorców.

70* 621.311.22 D1

Mascarin R.: **Wyposażenie elektryczne elektrowni w Herserange.** „L'équipement électrique de la Centrale d'Herserange". Electricité, Paris, mies., t. 37, Nr 194, maj 53, s. 95; A4, 7 str., 14 fot., 3 rys., 1 tabl. — Opis elektrowni cieplnej 160 MW dla zagłębia metalurgicznego. Cztery turbozespoły po 50 MVA, 3000 obr/min, 15 kV. Schemat głównych połączeń elektrycznych. Transformatory na 35 MVA, 15/150 kV, z regulacją pod obciążeniem ± 13%. Wyłączniki wnętrzowe mocy wyłączalnej 1000 MVA. Schematy zabezpieczeń. Tablica zastosowanych zabezpieczeń. Urządzenia regulacyjne i sterownicze. Zalety eksploatacyjne.

71* 621.311.2 D1

Bochet P.: **Automatyczne zespoły prądnicowe pracy przerywanej.** „Les groupes électrogènes automatiques à intervention instantanée". Bull. Soc. franc. Electr., Paris, mies., Nr 27, marz. 53, s. 137; A4, 6 str., 4 rys., 1 wykr. — Rozwiązania najczęściej spotykane. Napęd silnikami cieplnymi. Moc silnika napędowego oraz moc zespołu. Równania mechaniczne charakteryzujące pracę urządzeń. Automatyka. Koła zamachowe.

Maszyny elektryczne

72* 621.313.13:64 D1

Polard J.: **Charakterystyki silników elektrycznych stosowanych w aparatach elektrycznych gospodarstwa domowego".** Caractéristiques des moteurs électriques utilisés dans les appareils électro-domestiques". Electricité, Paris, mies., t. 37, Nr 197, wrzes. 53, s. 169; A4, 7 str., 9 fot., 10 wykr., 1 tabl., 1 poz. bibl. — Różnice między wymaganiami napędu dla potrzeb przemysłu i dla gospodarstwa domowego. Wymagania stawiane silnikom do lodówek, pralek, wentylatorów, suszarek do włosów, odkurzaczy, maszyn do szycia. Charakterystyki mechaniczne silników stosowanych w gospodarstwie domowym. Trudności doboru silników. Stosowane rozwiązania.

73* 621.313.32.001.24 D1

Hamdi-Sepen D.: **Metoda analizy pracy maszyny synchronicznej w stanie ustalonym.** „Une méthode d'analyse du fonctionnement de la machine synchrone en régime établi". Rev. gen. Électr., Paris, mies., t. 62, Nr 9, wrzes. 53, s. 442; A4, 7 str., 10 wykr., 1 tabl., 6 poz. bibl. — Założenia upraszczające przyjmowane w dotychczas stosowanych metodach analizy pracy maszyny synchronicznej. Błędy powodowane tymi założeniami. Wprowadzenie wartości prądu zwarcia dla określonego prądu wzbudzenia. Metoda obliczania. Sposoby określania wielkości potrzebnych do obliczeń. Przykład: maszyna 7 kW, 110 V 1500 obr/min. — pomiary i obliczenia. Porównanie wyników doświadczalnych z obliczeniami wg innych metod. Zastosowanie podanej metody obliczeniowej.

74* 621.316.717:621.313.333.2 D1

de Marsac H.: **Rozruch silników asynchronicznych klatkowych.** Démarrage des moteurs asynchrones à cage". Électricité, Paris mies., t. 37, Nr 195, czerw. 53, s. 133; A4, 4 str., 9 wykr., 4 poz. bibl. — Analiza różnych sposobów rozruchu. Wykresy wektorowe i charakterystyki momentu przy rozruchu: 1) z oporem szeregowym, 2) z indukcyjnością szeregową, 3) z przełączaniem λ/Δ, 4) z autotransformatorem, 5) z transformatorem z zaczepami, 6) z transformatorem o regulacji ciągłej. Wnioski.

Transformatory

75* 621.314.214.3:621.316.543.3 D1

Pajot G.: **Udoskonalenia urządzeń przerywających w przełącznikach do regulacji transformatorów pod obciążeniem.** „Améliorations aux dispositifs de rupture dans les commutateurs de réglage en charge des transformateurs". Électricité, Paris, mies., t. 37, Nr 196, lip.-sierp. 53, s. 155; A4, 3 str., 6 fot., 3 rys., 1 poz. bibl. — Opis nowego przełącznika zaczepów do regulacji transformatorów pod obciążeniem. Przerywanie łuku w powietrzu. Przełączanie wykonywane w ciągu 3 okresów. Schematy połączeń, rysunki konstrukcyjne, fotografie. Minimalne zużycie styków po 500 000 przełączeń.

Przekształtniki

76*

Utiewski A. M.: **Metoda badania procesów elektromagnetycznych w przekształtnikach.** „K woprosu o mietodikie issledowanja elektromagnitnych processow w prieobrazowatielnych ustanowkach". Izw. Akad. Nauk SSSR Otd. techn. Nauk., Moskwa, mies., Nr 3, marz. 53, s. 424; A4, 7,5 str., 4 rys., 7 poz. bibl. — Zjawiska elektromagnetyczne zachodzące w układach wielofazowych prostowników i falowników w stanach awaryjnych, w których równocześnie pracują wentyle (anody) przyłączone do uzwojeń rozmieszczonych na tej samej kolumnie transformatora. W tych warunkach nie należy stosować teorii dwuuzwojeniowego transformatora lecz wielouzwojeniowego (z uwzględnieniem strumieni rozproszenia). Metody obliczenia i analizy różnych układów wielofazowych.

Przesył i rozdział energii elektrycznej

77* 621.315.027.3.004 D1

Zimmermann W.: **Statystyka zakłóceń i uszkodzeń w sieciach napowietrznych i kablowych wysokich napięć w 1951 r.** „Ergebnis des Störungs- und Schadensstatistik 1951 der Hochspannungs Freileitungs und Kabelnetze". Elektrizitätswirt., Frankfurt a/Main, dwutyg., Nr 23, grud. 53, s. 690; A4, 4 str., 4 tabl., 2 poz. bibl. — Wyniki analizy zakłóceń i wyłączeń w Niemczech Zachodnich. Szczegółowy podział według rodzaju, przyczyny, obiektu uszkodzonego dla poszczególnych zakresów napięć. Porównanie z wynikami statystyki z r. 1950 i 1949. Objęcie statystyką ok. 3/4 całości sieci. Wskaźniki awaryjności w odniesieniu do 100 km długości linii.

Linie napowietrzne

78* 621.315.1:621.3.056.3 D1

Mironow J. P.: **O drganiach przewodów elektroenergetycznych linii przesyłowych.** „O „plaskie" prowodow na liniach elektropieriedaczi". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 11, list. 53, s. 25; A4, 7 str., 14 rys., 10 poz. bibl. — Przyczyny powstawania wibracji przewodów. Podstawy teoretyczne do obliczania wibracji (wpływ siły wiatru, kształtu przewodów, długości przęsła). Wyniki badań eksploatacyjnych w ciągu szeregu miesięcy. Konieczność oparcia wzorów obliczeniowych na bogatszych danych doświadczalnych. Przenoszenie się drgań poprzecznych wzdłuż przewodów. Wpływ gołoledzi na „taniec" przewodów.

Oleje transformatorowe

79* 621.315.615.2.004.5 D1

Bayer K.: **O nowych metodach przygotowywania i konserwacji olejów izolacyjnych, w szczególności dla będących w eksploatacji transformatorów.** „Über neuere Methoden zur Aufbereitung und Konserwierung von Isolieroben insbesondere kompletter Transformatoren". E und M., Wien, dwutyg., Nr 17, wrzes. 53, s. 386; A4, 6,5 str., 4 fot., 2 rys., 12 poz. bibl. — Zagadnienie konieczności oczyszczania od zawiesin, wilgoci i rozpuszczonych gazów olejów izolacyjnych. Celowość badania i poprawy stanu oleju w eksploatacji. Układ pompowo-filtrujący o wysokiej próżni dla olejów, schemat i opis. Konserwacja oleju metodą obiegową bezpośrednio na rozdzielni bez spuszczania oleju z transformatora.

Izolatory

80* 621.315.62:621.2.015.51.001.24 D1

Petit A.: **Określanie wytrzymałości granicznej izolatorów.** Détermination de la resistance asymptotique garantie des isolateurs". Bull. Soc. franc. Électr., Paris, mies., Nr 33, wrzes. 53, s. 549; A4, 8,5 str., 15 wykr., 2 poz. bibl. — Dotychczasowa metoda określania wytrzymałości granicznej izolatorów. Opis nowej metody dającej oszczędność czasu wynoszącą 0,9 w stosunku do dotychczasowych. Przykład obliczeniowy. Wnioski.

Sieci i rozdzielnie

81* 621.316.027.3 D1

Gantenbein A.: **Nowe osiągnięcia techniki wysokich napięć.** „Neuere Entwicklungen der Hochspannungstechnik". E und M., Wien, dwutyg., Nr 11, czerw. 53, s. 237; A4, 10,5 str., 18 fot., 5 rys. — Nowe zadania postawione przez zwiększanie się napięć linii przesyłowych i mocy elektrowni. Nowe kon-

strukcje wyłączników Oerlikon. Wyłącznik małoolejowy 220 kV, 5000 MVA, projekt wyłącznika 400 kV. Zagadnienia odłączania transformatora nieobciążonego (przepięcia łączeniowe). Odgromniki do 220 kV, uwagi o konstrukcji iskierników wielokrotnych. Sterowanie izolacji suchej w przepustach, przekładnikach, do izolacji uzwojeń itp.

82* 621.316.311:621.316.545 D1

Manzinger H.: **Zapobieganie uszkodzeniom odłączników wysokonapięciowych w rozdzielniach wnętrzowych.** „Die Vermeidung von Betriebsstörungen an Hochspannungs-Trennschaltern in Innenraum-Schaltanlagen". E. und M., Wien, dwutyg., Nr 12, czerw. 53, s. 274; Nr 13, lip. 53, s. 296; A4, 11 str., 12 rys., 5 tabl. — Przyczyny awarii wynikające ze złych własności elektrycznych i mechanicznych odłączników oraz z winy personelu (wyłączanie mocy). Badania dynamiczne prądem zwarciowym. Izolatory porcelanowe do napędu odłączników o dobrej wytrzymałości elektrycznej. Konstrukcje odłączników wnętrzowych (przykłady). Dobór odstępu międzyfazowego i wymiarów części odłącznika wiodących prąd. Uwagi do projektowania nowych typów odłączników wnętrzowych.

Wyłączniki

83* 621.316.5.027.3 D1

Roth A.: **Aktualne zagadnienia konstrukcji wyłączników wysokonapięciowych.** „Aktuelle Probleme im Bau von Hochspannungsschaltern". E und M., Wien, dwutyg., Nr 19, paźdz. 53, s. 425; Nr 20, paźdz. 53, s. 460; A4, 12,5 str., 10 fot., 8 rys., 4 tabl., 4 poz. bibl. — Podnoszenie się napięcia i mocy wyłączalnej wyłączników w ostatnich latach. Przykłady wyłączników małoolejowych i powietrznych na napięcia od 10 kV do 380 kV. Wpływ wypadnięcia z synchronizmu i opozycji faz na trwania łuku w wyłączniku. Przerywanie łuku w obwodzie drgającym z pojemności linii przy zwarciu jednofazowym. Badanie napięć powrotnych i wartości przepięć łączeniowych przy odłączaniu nieobciążonego transformatora. Odłączanie transformatora obciążonego linią długą, obciążonego kondensatorami itp.

Regulacja

84* 621.316.718.5:621.385.38 D1

Constant M.: **Zastosowanie tyratronów do sterowania prędkości silników prądu stałego.** „Utilisation des thyratrons pour commande à vitesse variable des moteurs à courant continu". Mesures, Paris, mies., Nr 198, list. 53, s. 617; A4, 4 str., 5 rys., 2 wykr. — Zastosowanie sterowanych prostowników tyratronowych do zasilania silników napędowych prądu stałego w przemyśle. Wybór silnika. Porównanie ze sterowaniem ilości obrotów przy pomocy opornika. Układy prostowników tyratronowych. Zmiana kierunku obrotów silnika. Wybór tyratronu odpowiedniego do mocy napędu.

85* 621.316.72 D1

Helke H.: **Zasilacz sieciowy stabilizujący napięcie i natężenie prądu zmiennego.** „Ein einfaches Netzanschlussgerät für hochkonstante Wechselspannungen und Ströme". ETZ-A, Wuppertal, dwutyg., Nr 1, stycz. 54, s. 11; A4, 3 str., 1 fot., 3 rys., 4 wykr., 1 tabl. — Źródło napięcia i prądu zmiennego stateczne go z dokładnością ± 0,1% przy stałym obciążeniu i zasilaniu zmieniają się — napięcie ± 10%, częstotliwość ± 0,5%. Stabilizacja napięcia odbywa się w układzie kaskadowo połączonych grup stabilizatorów neonowych i barreterów; w każdej grupie jest kilka szeregowo połączonych stabilizatorów neonowych. Praca stabilizatorów neonowych na prądzie zmiennym. Stabilizator zaprojektowano do badania przyrządów pomiarowych. Metody pomiaru niezmienności w czasie napięcia i prądu dostarczanego przez zasilacz. Kształt krzywej prądu i napięcia stabilizowanego.

86* 621.316.722.078 D1

Gray A. H., Fenwick D. R.: **Regulatory napięcia.** „Automatic voltage regulators". Electr. Rev., London, tyg., t. 153, Nr 9, sierp. 53, s. 455; A5, 4,5 str., 3 fot., 2 wykr. — Rozwój regulatorów napięcia generatorów. Zadanie regulatorów przy pracy równoległej generatorów. Dwa sposoby pracy regulacji samoczynnej. Opis regulatora wibracyjnego firmy Metro Vickers z dwoma układami kontaktów wibrujących.

87* 621.316.722.1 D1

Łurje A. G.: **Teoria i obliczenie ferrorezonansowego stabilizatora napięcia.** „Tieoria i rasczot fierroriezonansowych stabilizatorow napriażenja". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 54, s. 54; A4, 4,5 str., 1 rys., 2 wykr., 1 tabl. — Analiza układu równoważnego stabilizatora ferrorezonansowego, uproszczenia dokonywane przy wyprowadzeniu podstawowych zależności. Współczynnik mocy oraz inne dane techniczne stabilizatora. Charakterystyka obciążenia stabilizatora i współczynnik stabilizacji. Metoda obliczenia ferrorezonansowego stabilizatora. Przykłady obliczeń.

Urządzenia zabezpieczające i ochronne

88* 621.316.93:621.316.1.027.5 D1

Ledoux Ch. P.: **Ochrona od przepięć sieci rozdzielczych średnich napięć. Zagadnienie ciągłości pracy.** „La protection des réseaux de distribution à moyenne tension contre les surtensions. Le problème de la continuité de service". Bull. Soc. franc. Electr., Paris, mies., Nr 32, sierp. 53, s. 510; A4, 6,5 str., 3 rys., 3 poz. bibl. — Zagadnienia ciągłości pracy sieci rozdzielczych o napięciach do 30 kV w zależności od stosowanych środków ochrony przeciw przepięciom. Ocena urządzeń ochronnych z punktu widzenia eksploatacji sieci.

89* 621.316.933:621.316.1.027.5 D1

Ledoux Ch. P.: **Ochrona od przepięć sieci rozdzielczych średnich napięć. Iskiernik-odgromnik z wydłużaniem łuku.** „La protection des réseaux de distribution à moyenne tension contre les surtensions. L'éclateur-parafoudre à transfert d'arc". Bull. Soc. franc. Electr., Paris, mies., Nr 33, wrzes. 53, s. 527; A4, 8,5 str., 8 rys., 3 poz. bibl. — Opis nowego aparatu dla ochrony od przepięć. Iskiernik-odgromnik z wydłużaniem łuku jest aparatem pośrednim między iskiernikiem rożkowym i odgromnikiem ze zmienną opornością. Zasada działania, rysunki konstrukcyjne, charakterystyki. Działanie aparatu w różnych rodzajach sieci. Możliwości stosowania. Wnioski.

Miernictwo elektryczne

90* 621.317.333:621.315.615.2 D1

Guizonnier R.: **Badanie przewodności olejów izolacyjnych w funkcji temperatury, zastosowanego pola elektrycznego i czasu, w wypadku przyłożenia stałej różnicy potencjałów.** „Étude de la conductibilité des huiles isolantes en fonction de la température, du champ électrique utilisé et du temps, lorsque la différence du potentiel appliquée est constante". Rev. gen. Électr., Paris, mies., t. 62, Nr 5, maj 53, s. 247; A4, 8 str., 1 rys., 16 wykr., 8 poz. bibl. — Opis metody pomiaru bardzo małych prądów rzędu $0{,}5 \times 10^{-12}$ A, zastosowanej do pomiaru bardzo dużych oporności rzędu M Ω. Wyniki pomiarów przewodności olejów izolacyjnych. Badania wpływu temperatury, pola elektrycznego i czasu. Wykresy otrzymanych wyników.

91* 621.317.75 D1

Dubusc R.: **Oscylograf o błyskawicznym zapisie.** „L'oscillographe immédiate". Bull Soc. franc. Électr., Paris, mies., Nr 34, paźdz. 53, s. 662; A4, 9,5 str., 7 fot., 7 rys. — Zagadnienia związane z rejestracją przebiegów szybkozmiennych i nieustalonych w oscylografach pętlicowych. Analiza rozmaitych systemów zapisów atramentowych i fotograficznych. Współczynniki charakteryzujące pracę oscylografu. Optymalne warunki przeprowadzania pomiarów.

Przekaźniki

92* 621.318.42:621.318.5 D1

Niegniewicki I. B., Samurina L. L.: **Doświadczalne badanie stanów nieustalonych w bezstykowych przekaźnikach magnetycznych.** „Ekspierimientalnoje issledowanje pieriechodnych processow w biezkontaktnych magnitnych riele". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 9, wrzes. 53, s. 65; A4, 6 str., 2 rys. 9 wykr., 2 poz. bibl. — Wzmacniacz magnetyczny z dodatnim sprzężeniem zwrotnym jako przekaźnik bezstykowy. Czas zadziałania i odpadnięcia przekaźnika magnetycznego; stany nieustalone. Wpływ wartości parametrów obwodu na pracę przekaźnika. Metody ustawiania czasu zadziałania i odpadnięcia przekaźnika przy pomocy podatnego wewnętrznego sprzężenia zwrotnego. Rezultaty doświadczalne. Opis badanych przekaźników.

Kondensatory

93* 621.319.44:621.316.93:621.316.53 D1

Blancpain A.: **Zabezpieczenia kondensatorów niskiego napięcia i stycznik dla ich przełączania.** „Le conducteur dans le branchement et la protection des condensateurs basse-tension". Electricité, Paris, mies., t. 37, Nr 197, wrzes. 53, s. 177; A4, 7 str., 4 fot., 5 rys., 1 wykr. — Wady i zalety stosowania kondensatorów kompensacyjnych na wysokim i niskim napięciu. Zabezpieczenia przeciwko przebiciom, zwarciom i przegrzaniu. Sposoby włączania baterii kondensatorów. Dobór styczników. Rozładowywanie kondensatorów. Wnioski.

Trakcja elektryczna

94* 621.333 D1

Bodmer C.: **Silniki trakcyjne Oerlikon typu 6F 830.** „Moteurs de traction Oerlikon type 6F 830". Rev. gen. Chemins de Fer, Paris, mies., Nr 11, list. 53, s. 607; A4, 3 str., 3 fot., 2 wykr. — Charakterystyki silnika trakcyjnego prądu stałego mocy ciągłej 810 kW. Charakterystyki lokomotywy — siła na obwodzie kół pędnych oraz szybkość. Ciężar na kW mocy godzinnej całego silnika wynosi 4,6 kg. Technologia budowy twornika, komutatorów i biegunów. Ułożyskowanie. Fotografie części zasadniczych silnika.

95* 621.316.26:621.332 D1

Daumas M.: **Nowe podstacje 3300 V kolei marokańskich w rejonie Casablanki.** „Les nouvelles sous-stations à 3300 V des chemins de fer du Maroc dans la région de Casablanca". Rev. gen. Électr., Paris, mies., Nr 10, paźdz. 53, s. 565; A4, 8 str., 5 fot., 8 rys., 1 tabl. — Ogólna charakterystyka ruchowa poszczególnych szlaków kolei w Marokko. Wzniesienia. Stan zasilania przed przebudową energetycznej strony kolei. Opis nowej podstacji. Schemat główny. Transformatory. Prostowniki i prostowniki rtęciowe. Fotografie rozplanowania aparatury. Moc nominalna zespołu prostownikowego 2000 kW. Prostowniki składają się z 3 prostowników jednoanodowych. Opis wyposażenia prostowników. Sterowanie zdalne.

96* 621.333 D1

Rossignol: **Silniki trakcyjne SW typu 4326.** „Moteurs de traction SW type 4326". Rev. gen. Chemins de Fer, Paris, mies., Nr 11, list. 53, s. 610; A4, 2,5 str., 1 fot., 1 wykr. — Zadania stawiane silnikowi trakcyjnemu przez eksploatację kolejową we Francji. Moc ciągła silnika wynosi 1100 KM. Zasadnicze cechy konstrukcyjne, izolacja klasy B. Sposób budowy cewek i twornika. Izolacja komutatora.

97* 621.335.2 D1

Guillier: **Nowa lokomotywa szwajcarska Ae 6/6 linii Saint Gothard.** „La nouvelle locomotive suisse Ae 6/6 de la ligne du Saint Gothard". Rev. gen. Chem. de Fer, Paris, mies., Nr 7, lip. 53, s. 423; A4, 2 str., 1 fot., 2 rys., 1 wykr., 1 poz. bibl. — Trudności eksploatacji górskiej na linii o wzniesieniach dochodzących do 26‰. Zastosowanie łączonych zespołów lokomotyw nie jest rozwiązaniem właściwym ze względów ekonomicznych i ruchowych. Opracowany nowy typ lokomotywy górskiej 6-silnikowej, która może rozwijać prędkość do 125 km/h. Ogólny opis części mechanicznej wraz z zestawieniowym rysunkiem wymiarowym. Część elektryczna opiera się na zastosowaniu silników na $16^2/_3$ Hz. Wyniki eksploatacji.

98* 621.335.2 D1

Hefti W., Feddersen A.: **Lokomotywy elektryczne BB 9001/9002 kolei francuskich.** „Les locomotives électriques BB 9001/9002 de la S. N. C. F." Rev. gen. Électr., Paris, mies., Nr 12, grud. 53, s. 649; A4, 15 fot., 9 rys., 2 wykr. — Szczegółowy opis dwóch prototypowych lokomotyw 1500 V prądu stałego o szybkości maksymalnej 160 km/h. Główne dane wymiarowe; część mechaniczna jest oparta na potraktowaniu całej wagi elektrowozu jako wagi przyczepnej. Rysunki zestawieniowe elektrowozu. Resorowanie i wózki, ułożyskowanie osi. Zawieszenie silników metodą tarcz sprężystych. Pudło i nadwozie. Część elektyczna — charakterystyki silników i charakterystyki lokomotywy. Główny obwód trakcyjny. Aparatura i rozmieszczenie.

99* 621.335.2 D1

Dufetre, Coureau: **Lokomotywy elektryczne BB—9003/9004 o wielkiej szybkości. Wyposażenie mechaniczne.** „Les locomotives électriques à grande vitesse BB 9003/9004. Partie mécanique". Rev. gen. Chemins de Fer, Paris, mies., Nr 11, list. 53, s. 591; A4, 8 str., 5 fot., 8 rys. — Opis zasadniczych części lokomotywy BB o szybkości sięgającej 160 km/h. Wózki i łożyskowania. Napęd, zawieszenie silników. Podwieszenie podwozia, połączenia ramy i podwozia. Rysunki perspektywicznie zastosowanych konstrukcji. Konstrukcja przekładni, sposób smarowania, urządzenia hamulcowe. Dodatek zawiera wyniki badań opisanych urządzeń na stanowisku probierczym w fabryce.

100* 621.335.2 D1

Heidmann: **Lokomotywy elektryczne BB 9003/9004 o wielkiej szybkości. Wyposażenie elektryczne.** „Les locomotives électriques à grande vitesse BB 9003/9004. Partie électrique". Rev., gen. Chemins de Fer, Paris, mies., Nr 11, list. 53, s. 599; A4, 7 str., 6 fot., 3 rys., 2 wykr. — Wyposażenie elektryczne obwodów głównych i sterujących lokomotywy ze specjalnym uwzględnieniem zagadnień ciężarowych i wymiarowych. Zastosowanie bardziej intensywnej wentylacji spowodowało redukcję wagi szeregu urządzeń. Opis styczników, oporników rozruchów, sposób montażu. Schemat obwodu głównego, schemat rozrządu. Charakterystyki rozruchu, urządzenia zabezpieczające, urządzenia sygnalizacji i bezpieczeństwa. Chłodzenie i przewietrzanie aparatury. Konserwacja.

101* 621.335.42 D1

Baumeister F.: **Nowoczesny wagon tramwajowy typu Monachium.** „Grossraum-Strassenbahnwagen Typ München". Verkehr u. Technik, Berlin, mies., Nr 6, czerw. 53, s. 149; A4, 3 str., 3 fot., 2 rys. — Opis nowoczesnego wagonu wprowadzonego ostatnio do eksploatacji w Monachium. Szkic przepływu podróżnych, rozplanowanie wnętrza, rysunki wymiarowe i fotografie. Przewietrzanie, wyposażenie pudła. Nastawnik o ruchu postępowym, część wozów wyekwipowana jest w urządzenia elektropneumatyczne.

Napęd elektryczny

102* 621.34:621—585.9 D1

Iljin O. P.: **O wyborze stosunku przełożenia reduktora w napędzie elektrycznym przy zadanym wykresie szybkości mechanizmu.** „O wyborie pieriedatocznowo czisła rieduktora elektropriwoda pri zadannom grafikie dwiżinja miechanizma". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 10, paźdz. 53, s. 28; A4, 4 str., 3 rys., 1 tabl., 9 poz. bibl. — Jednoczesny dobór mocy i przekładni w napędach o częstych rozruchach lub nawrotach. Dla uzyskania możliwie małego ciężaru silnika i przekładni należy przeważnie stosować szybkobieżne silniki. Mniejsza moc silnika wypada przy zastosowaniu silnika wolnobieżnego ze względu na mniejszą energię kinetyczną układu. Oba punkty widzenia dają optymalne rozwiązanie.

103* 621.34:621.65 D1

Gejler Ł. B.: **Zastosowanie silników o zwiększonym poślizgu do napędu pomp głębinowych.** „Primienienje dwigatielej powyszennowo skolżenja dla elektropriwoda stankow-kachałok". Energt. Biull., Moskwa, mies., Nr 10, paźdz. 53, s. 15; B5, 8 str., 3 rys., 2 tabl., 4 poz. bibl. — Zalety silników o większym poślizgu w stosunku do silników w wykonaniu normalnym, w odniesieniu do napędu pomp głębinowych: mniejszy prąd rozruchowy, większy moment rozruchowy, równomierna praca. Porównanie parametrów eksploatacyjnych wypada na korzyść silników o zwiększonym poślizgu.

104* 621.316.717:621.34:621.65 D1

Bielczenko M. I.: **Określenie czasu rozruchu napędu pomp głębinowych.** „Opriedielenje wriemieni puska elektropriwoda stankow-kaczałok". Energet.Biull., Moskwa, mies., Nr 10, paźdz. 53, s. 23; B5, 3 str., 1 rys. — Wzory dla obliczenia czasu rozruchu przy uwzględnieniu mas poruszających się ruchem postępowo-zwrotnym mechanizmu korbowodowego. Zastosowanie uogólnionego równania ruchu.

105* 621.34:622.24.05 D1

Jakuszkin W. G.: **Napęd elektryczny urządzenia typu 4E-UZTM dla wiercenia szybów o głębokości do 5000 m.** „Elektropriwod ustanowki tipa 4E-UZTM dla burienja skważin głubinoj do 5000 m". Energet.Biull., Moskwa, mies., Nr 10, paźdz. 53, s. 26; B5, 7 str., 3 rys. — Wymagania zespołu maszyn wiertniczych w przemyśle naftowym w odniesieniu do napędu silnikiem elektrycznym przy różnych operacjach. Wady dotychczas stosowanych urządzeń z silnikami asynchronicznymi. Znaczne różnice w poborze mocy przy różnych czynnościach — niski średni spółczynnik mocy. Zalety silników synchronicznych. Rozruch przez bezpośrednie załączenie. Poprawa wskaźników eksploatacyjnych.

106* 621.34:677.05 D1

Burner A.: **Sterowanie elektryczne zespołów zgrzeblarek.** „La commande électrique des assortiments de cardes". Rev. Électr. Mecan., Paris, kwart., Nr 92, stycz.-luty-marz. 53, s. 35; A4, 6 str., 3 fot., 3 rys. — Zasada pracy zgrzeblarek. Różne układy zespołów zgrzeblarek. Stosowane napędy elektryczne zależnie od rodzaju zespołu. Schematy układów z wałem elektrycznym. Zdjęcie szaf sterowniczych.

Niniejszy Przegląd Bibliograficzny zawiera jedynie część analiz dokumentacyjnych publikacji z zakresu elektrotechniki. Pełna dokumentacja ukazuje się w postaci kart dokumentacyjnych, wydawanych przez Centralny Instytut Dokumentacji Naukowo-Technicznej (Warszawa, Al. Niepodległości 188). CIDNT przyjmuje prenumeratę kart dokumentacyjnych, która może obejmować zarówno całą dokumentację naukowo-techniczną, jak i działy lub poszczególne zagadnienia i tematy techniczne.
CINDT wykonuje za zwrotem kosztów fotokopie i mikrofilmy publikacji objętych Przeglądem Dokumentacyjnym jak i kartami dokumentacyjnymi.

PRZEGLĄD DOKUMENTACYJNY ELEKTROTECHNIKI

opracowany przez OŚRODEK DOKUMENTACJI ELEKTROTECHNIKI

Dodatek do miesięcznika PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

Rocznik 7 Warszawa, marzec 1955 r. Nr 3

Gwiazdkami obok porządkowych liczb artykułów, oznaczone są publikacje znajdujące się w bibliotece Instytutu Elektrotechniki

Bezpieczeństwo pracy

107* 614.825 D1

Novák A.: **Odpowiedzialność kierownictwa za bezpieczeństwo pracy w urządzeniach elektrycznych.** „Odpovědnost vedoucich za bezpečnost při práci na elektrickém zařizeni". Energetika, Praha, mies., Nr 6, czerw. 53, s. 205; A4, 2,5 str. — Opis szeregu wypadków przy pracy z winy niezachowania przepisów BHP przez kierownika robót. Przypadki śmierci przy pracy na słupach linii niskiego i wysokiego napięcia. Wnioski. Wymagania przepisów BHP w stosunku do kierownictwa.

Wiadomości ogólne

108* 621.3.045.56:621.315.53 D1

Fritsche O., Röcher A.: **Możliwość wymiany miedzi na aluminium w silnikach trójfazowych z wirnikiem zwartym.** „Eine Austausch-Möglichkeit von Kupfer durch Aluminium bei Drehstrom-Kurzschlussläufern". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., t. 7, Nr 12, grud. 53, s. 615; A4, 2,5 str., 10 fot., 1 tabl. — Wady i zalety miedzi i aluminium jako materiałów na klatki silników indukcyjnych, rozpatrywane z technologicznego punktu widzenia. Metody spawania klatki w przypadku prętów miedzianych i aluminiowych. Sposób wykonania spawania prętów aluminiowych, gwarantujący dobre rezultaty. Wyniki prób miejsc spawanych. Wnioski.

109* 621.3.048:621.3.017.71(083.7) D1

Oburger W.: **Obecny stan klasyfikacji izolacji pod względem wytrzymałości cieplnej.** „Der derzeitige Stand der Wärmebeständigkeitsklassen". E und M., Wien, 2-tyg., Nr 11, czerw. 53, s. 247; A4, 4 str., 4 tabl., 3 poz. bibl. — Postęp w dziedzinie izolacji maszyn elektrycznych, dokonany w ostatnich latach i jego wpływ na prace normalizacyjne. Obecny stan normalizacji klas izolacji w różnych krajach (omówienie i zestawienie tabelaryczne). Ogólne wnioski i wytyczne.

Maszyny elektryczne

110* 621.313.236.3 D1

Wzmacniacze maszynowe. „Verstärkermaschinen". E und M., Wien, dwutyg., Nr 9, maj 53, s. 206; A4, 2 str. — Obszerne streszczenie artykułu z czasopisma „Elektrotechnika", w którym dokonano przeglądu istniejących odmian wzmacniaczy elektromaszynowych i ich zastosowań. Dane charakterystyk wzmacniaczy elektromaszynowych i drogi ich ulepszenia. Opis „reguleksa", amplidyny, „rototrolu" i rototrolu dwustopniowego. Przykłady zastosowań do regulacji samoczynnej.

111* 621:313.392:621.316.7:621—526 D1

Umlauf H.: **Silnik Ferrarisa i jego właściwości jako organu wykonawczego regulatorów elektrycznych.** „Der Ferrarismotor und seine Eigenschaften als Stellmotor für elektrische Regler". Feinwerktechnik, Füssen, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 229; A4, 7 str., 2 fot., 7 rys., 10 wykr. — Budowa i układ połączeń silnika Ferrarisa mocy znamionowej 30 W przy 1500 obr/min. Porównanie z odpowiednim silnikiem prądu stałego. Zasada działania silnika Ferrarisa. Charakterystyki robocze silnika. Moc wzbudzenia i sterowania; dopuszczalne temperatury silnika. Silnik Ferrarisa jako wzmacniacz elektromechaniczny.

Transformatory

112* 621.314.21.004.5 D1

Sinica A. I.: **Uwagi do artykułów inż. S. I. Kapłana „O zagadnieniu przeglądu transformatorów bez wyjmowania rdzenia" i inż. Ł. J. Niebrata „Rewizja transformatorów bez wyjmowania rdzenia".** „Po powodu statji inż. S. J. Kapłana „K woprosu o rewizji transformatorow bez wyjemki sierdiecznika" i inż. Ł. J. Niebrata „Riewizja moszcznych transformatorow bez wyjemki sierdiecznika". Energetik, Moskwa, mies., Nr 5, paźdz. 53, s. 4; A4, 1,5 str. — Dyskusja poprzednich artykułów. Uwagi o przystosowaniu transformatorów konstrukcji Moskiewskich Zakładów Transformatorowych do łatwego przeglądu. Zalecenia dotyczące przeprowadzania oględzin w różnych typach transformatorów.

113* 621.314.21.017.71:621.369.2 D1

Mielichow B. T.: **Suszenie transformatorów niewielkiej mocy bez próżni przy pomocy prądu zerowej kolejności.** „Suszka transformatorow niebolszoj moszcznosti tokom nulewoj posledowatielnosti bez wakuuma". Energetik, Moskwa, mies., Nr 2, lip. 53, s. 18; A4, 2 str., 3 rys., 1 poz. bibl. — Układ połączeń do nagrzewania transformatora prądem zerowej kolejności, źródła wydzielania ciepła przy tej metodzie suszenia (straty w żelazie i w miedzi). Wymagania odnośnie suszenia uzwojenia i sprawdzania stanu wysuszenia. Opis przebiegu suszenia. Uwagi o zaletach powyższej metody.

114* 621.314.211.017.72 D1

Albright W. D.: **Wzmożone chłodzenie powietrzne transformatorów energetycznych.** „Forced air-cooling of power transformers". Westinghouse Engr., Pittsburgh, dwumies., t. 13, Nr 6, list. 53, s. 194; A4, 3 str., 6 fot., 1 rys., 1 tabl. — Zastosowanie wzmożonego chłodzenia powietrzego transformatorów dotychczasowej konstrukcji. Czynniki wpływające na wybór typu i wielkości przewietrzników, stosowanych do utrzymywania obiegu powietrza chłodzącego. Przykłady rozwiązań konstrukcyjnych wzmożonego chłodzenia. Sterowanie i regulacja przewietrzników.

115* 621.314.212.017.72 D1

Cole H. L.: **Nowy kamień milowy na drodze rozwoju chłodnic transformatorów.** „A new milestone in transformer radiator evolution". Westinghouse Engr., Pittsburgh, dwumies., t. 13, Nr 6, list. 53, s. 188; A4, 4 str., 6 fot., 3 rys. — Krótki opis rozwoju stosowania powietrznych chłodnic oleju transformatorów w firmie Westinghouse. Opis dalszego udoskonalenia chłodzenia, dokonanego ostatnio, a polegającego na obiegu oleju pod ciśnieniem, uproszczonej konstrukcji chłodnicy i wzmożonym strumieniu powietrza chłodzącego. Zastosowano do tego celu układ przewietrzników i powiększono przestrzenie między poszczególnymi segmentami chłodnicy.

Przekształtniki

116* 621.314.6 D1

Barth: **Stan techniki przekształtników.** Über den Stand der Stromrichtertechnik". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 9, wrzes. 53, s. 430; A4, 3 str. — Szczegółowe omówienie specjalnego numeru AEG Mitteilungen (Nr 9/10, 1954), poświęconego przekształtnikom. Zastosowanie przekształtników, głównie prostowników. Prostowniki selenowe; zastosowanie w transduktorach. Ignitrony. Tyratrony. Prostowniki rtęciowe z siatkami. Zastosowania do napędu. Prostowniki mechaniczne. Zakres zastosowań poszczególnych rodzajów wentyli w różnych dziedzinach techniki.

Kable

117* 621.315.2:621.317.333.4.082.4 D1

Dmitrijew Ł. G.: **Metoda akustyczna lokalizacji uszkodzenia kabla.** „Akusticzeskij mietod opriedielenja miesta powriezdienja kabiela". Energetik, Moskwa, mies., Nr 2, lip. 53, s. 6; A4, 3 str., 6 rys. — Uwagi o dotychczasowych metodach lokalizacji uszkodzeń. Zasada i opis metody akustycznej. Opis i schemat urządzeń, sposób przyłączenia do kabla i przebieg badania. Przenośne wykonanie szukacza uszkodzeń.

Przewody

118* 621.315.51:537.311.31:536.212.2 D1

Lafeuille G. P.: **Wpływ czynnika metalurgicznego na przewodność elektryczną i termiczną miedzi.** „Influence du facteur métallurgique sur la conductibilité électrique et thermique du cuivre". Électricité, Paris, mies., Nr 198, paźdz. 53, a. 195; A4 9 str., 11 fot., 4 rys. 7 wykr., 3 tabl., 23 poz. bibl. — Wpływ zanieczyszczeń oraz obróbki mechanicznej i termicznej na przewodność elektryczną i termiczną miedzi. Wpływ tlenu, fosforu, krzemu, magnesu, wapnia. Tabele i wykresy. Wpływ walcowania. Efekty obróbki termicznej. Wymagania stawiane miedzi w różnych zastosowaniach przemysłu elektrotechnicznego. Wnioski.

119* 621.315.53:621.315.682:621.791.052 D1
Effenberger J.: **Spajanie przewodów aluminiowych.** „Spojování klinikových vodiču". Energetika, Praha, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 275; A4, 2 str., 3 rys. — Spajanie drutów i linek aluminiowych w specjalnej żelaznej kokili spawalniczej. Zastosowanie również do stopów (aldrey). Własności mechaniczne i elektryczne spoiny, odporność na korozję. Wnioski z doświadczeń niemieckich i szwajcarskich.

Słupy

120* 621.315.663.002.2 D1
Astachow N. P., Komissarow B. I.: **Wymiana pod napięciem bramowych słupów przelotowych linii 110 kV.** „Zamiena pod napriażenjem piobraznych promieżutocznych opor na linii elektropieriedaczi 110 kV". Energetik, Moskwa, mies., Nr 7, grud. 53, s. 8; A4, 3 str., 6 fot. — Organizacja i przebieg wymiany słupa. Zastosowanie przepisów bezpieczeństwa. Wzmocnienie konstrukcji podczas pracy, montaż poprzeczki ponad będącymi pod napięciem przewodami roboczymi. Pracochłonność wymiany słupa.

Rozdzielnie

121* 621.316.37:621.317.7 D1
Campbell P. J., Stritch G. S.: **Wyposażenie ośrodka dyspozycji mocy.** „The electricity supply board's load dispatching equipment". Proc. Inst. El. Engrs., London, dwumies., t. 100, cz. 2, Nr 78, grud. 53, s. 661; A4, 3 str., 4 rys. — System centralnego rozrządu mocy w Dublinie (częstotliwości nośne, urządzenia filtrujące, stabilizatory mostkowe). Wyposażenie stacji rozrządczej w przyrządy pomiarowe. Schemat układu sygnalizacyjnego i urządzeń rozrządczych. Plan sytuacyjny.

Wyłączniki

122* 621:316.57 D1
Miekler Ja. I.: **O samoczynnym ponownym włączaniu.** „Ob awtomaticzeskom powtornom wkluczenji". Energetik, Moskwa, mies., Nr 5, paźdz. 53, s. 30; A4, 6 str., 1 fot., 6 rys., 1 tabl. — Ogólne zasady działania SPZ (APW). Dwa typy ochrony. Podstawowe schematy połączeń w eksploatacji moskiewskiego i gorkiewskiego okręgu energetycznego. Wykonanie układu automatu do ponownego załączania, uwagi o działaniu przekaźnika. Kontrola automatu, jego zalety.

Regulacja

123* 621.316.7 D1
Schlemmermeier R.: **Narada o technice regulacji.** „Tagung Regelungstechnik vom 1 bis 3 September 1953 in Bonn". Feinwerk-technik, Füssen, mies., Nr 11, list. 53, s. 359; A4,, 3,5 str. — Krótkie streszczenie 27 referatów wygłoszonych na kursokonferencji techniki regulowania, która odbyła się w Bonn we wrześniu 1953 r. Wygłoszone referaty zgrupowano w następujące cykle: 1) Referaty wprowadzające, 2) O objektach regulacji i regulatorach, 3) O technice budowy regulatorów, 4) O zastosowaniu w procesach przemysłowych, 5) O regulowanym napędzie elektrycznym.

124* 621.316.7:621.523 D1
Oetker R.: **Technika regulacji i sterowania na targach w Hannowerze w 1953 r.** „Technische Messe Hannover 1953. Die Regelungs und Steuertechnik". Feinwerktechnik, Füssen, mies., Nr 9, wrzes. 53, s. 284; A4, 4 str., 6 fot., 6 rys., 3 poz. bibl. — Krótkie opisy z fotografiami lub rysunkami aparatury regulacyjnej lub pomiarowej produkcji firm Siemens, Hartman i Braun, AEG, Aksania i innych. Kompensatory elektronowe. Regulatory ze wzmacniaczem magnetycznym. Czynniki elektryczne do systemów hydraulicznych. Silnik Ferrarisa z regulatorem jako organ wykonawczy układu regulacji samoczynnej.

125* 621.316.718:622.66 D1
Hahn R., Zühlsdorf W.: **Regulator opóźnienia maszyny wyciągowej.** „Verzögerungsregler für eine Fördermaschine". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., t. 7, Nr 12, grud. 53, s. 592; A4, 2 str., 2 rys. — Opis układu i sposobu działania regulatora opóźnienia maszyny wyciągowej, napędzanej silnikiem indukcyjnym. Rozwiązanie konstrukcyjne regulatora i jego powiązanie z całością układu zautomatyzowanego. Uwagi krytyczne o działaniu urządzenia.

126* 621.316.722:629.12 D1
Haverstick S. A.: **Regulatory w przemyśle okrętowym.** „Regulators for the marine industry". Westinghouse Engng., New-York, dwumies., Nr 4, lip. 53, s. 130; A4, 5 str., 4 fot., 6 rys., 1 wykr. — Okrętowe regulatory napięcia. Regulator napięcia generatora prądu zmiennego z rototrolem. Układ pomiarowy napięcia z kondensatorem i dławikiem, kompensacja zmian częstotliwości. Regulatory obciążenia generatorów oraz stateczności pracy bloków silnik-generator. Opis regulatorów specjalnych. Regulatory elektronowe, ilości obrotów turbiny. Regulator ze wzmacniaczem magnetycznym.

127* 621.316.722.1 D1
Benson F. A.: **Stabilizacja napięcia.** „Voltage stabilization". Electron. Engng., London, mies. t. 25, Nr 302, kw. 53, s. 160, Nr 303, maj 53, s. 202, A4, 9,5 str., 4 rys., 10 wykr., 3 tabl., 145 poz. bibl. — Lampy z wyładowaniami jarzeniowymi, metody badania, charakterystyki. Stateczność charakterystyk stabilizatorów jarzeniowych. Wpływ materiału katody na spadek napięcia w przestrzeni katodowej. Lampy stabilizujące z wyładowaniami koronowymi: działanie metody badań, charakterystyki. Stabilizatory napięcia z lampami elektronowymi, wieloelektrodowymi; przegląd układów stosowanych do regulacji napięcia. Mostkowe stabilizatory napięcia z elementami nieliniowymi. Regulatory transduktorowe stabilizacji pradu żarzenia lamp. Rozmaite układy stabilizacji.

128* 621.316.722.1.076.7:621.313.32 D1
Felgentreff K.: **Elektronowy, szybki regulator napięcia dla prądnic synchronicznych, działający na zasadzie drgań.** „Ein elektronischer Spannungsschnellregler für Synchrongeneratoren nach dem Vibrationsprinzip". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., t. 8, Nr 1, stycz. 54, s. 3; A4, 6 str., 1 fot., 3 rys., 11 wykr. — Geneza układu elektronowego, pozwalającego zastąpić regulator napięcia Tirrilla. Ogólny schemat układu regulatora i opis jego działania. Praca urządzenia jako regulatora napięcia prądnicy synchronicznej. Schemat układu i wykonanie konstrukcyjne. Wyniki badań maszyny synchronicznej z regulacją wzbudzenia przez opisany wyżej regulator.

129* 621.316.727:621.316.718:621.311.16 D1
Cahen F., Chevallier A.: **Regulacja mocy i fazy. Nowa metoda automatycznej regulacji częstotliwości sieci obejmującej większą ilość zakładów prądotwórczych.** „Le réglage puissance-phase. Nouvelle méthode pour le réglage automatique de la fréquence d'un réseau comportant de multiples usines génératrices". Bul. Soc. franc. Electr., Paris, mies., Nr 34, paźdz. 53 s. 614; A4, 24 str., 34 rys. — Podstawy regulacji mocy i fazy układów elektroenergetycznych; przypisanie każdej maszynie elementów regulacyjnych pewnej wartości zależnej od fazy napięcia oraz decentralizacja regulacji. Rozważania teoretyczne, równania regulacji. Schemat blokowy regulatora. Stateczność pracy regulatora. Obszerny opis wyników. Analiza wykazów obciążeń, schematy urządzeń w rozwiązaniu istniejących systemów elektrycznych. Podstawy teoretyczne regulacji układów współpracujących. Rozkład geograficzny regulacji na terenie Francji. Część druga artykułu obejmuje opis aparatury i zasady jej działania, charakterystyki poszczególnych przyrządów.

Oporniki

130* 621.316.82.041.1:621.316.71 D1
Dietrich K.: **Podstawy obliczeniowe oporników regulacyjnych.** „Die Bemessungsgrundlage der Regelwiderstände". E und M., Wien, dwutyg., t. 70, Nr 9, maj 53, s. 189; A4, 8 str., 5 rys., 14 wykr. — Regulacja obrotów silników prądu stałego i zmiennego przy szeregowym włączeniu regulatora. Regulacja przy pomocy regulatorów w układzie dzielnika napięcia i w układzie potencjometrycznym. Regulacja regulatorami w układzie mostkowym. Obliczanie regulatorów dla najczęściej spotykanych warunków pracy. Wykresy do wyznaczania wartości oporności i obciążenia oporników regulacyjnych.

Urządzenia zabezpieczające i ochronne

131* 621.316.925.004.5:621.317.7.004.5 D1
Ronis E. A., Parups Ż. Ja.: **Układ przenośny do sprawdzania zabezpieczeń przekaźnikowych i przyrządów pomiarowych.** „Pierienosnaja schiema dla prowierki nielejnoj zaszczity i izmieritielnych priborow". Energetik, Moskwa, mies., Nr 5, paźdz. 53, s. 14; A4, 1,5 str., 1 rys. — Zastosowanie układu do różnych badań profilaktycznych obwodów niskiego napięcia. Opis i schemat układu. Czynności i przełączenia przy poszczególnych pomiarach kontrolnych.

132* 621.316.925.014.3 D1
Franken H.: **Wytrzymałość zwarciowa wyzwalaczy i przekaźników cieplnych.** „Die Kurzschlussfestigkeit von thermischen Auslösern und Relais (Motorschultz relais)". E und M., Wien, 2-tyg., Nr 21, list. 53, s. 479; A4, 5 str., 4 wykr., 3 poz. bibl. — Definicja wytrzymałości zwarciowej przekaźników i wyzwalaczy cieplnych, służących do zabezpieczania silników elek-

trycznych. Omówienie czynników, wpływających na wytrzymałość zwarciową przy nagrzewaniu bezpośrednim i pośrednim wyzwalaczy i przekaźników. Analiza przebiegu nagrzewania przy przepływie prądu zwarciowego. Wnioski konstrukcyjne wynikające z wyprowadzonych wzorów. Przykłady wyznaczania wytrzymałości zwarciowej.

133* 621.316.993:621.317.734 D1

Havelka F.: **Nowy sposób szybkiej i pewnej kontroli zerowania.** „Nový způsob pro rychlou a spolehlivou kontrolu nulování". Energetika, Praha, mies., Nr 3, marz. 53, s. 108; A4, 2,5 str., 2 rys. — Układ pomiarowy do sprawdzania zerowania przy użyciu przyrządu uniwersalnego (omomierz-woltomierz) oraz projektowany układ do bezpośredniej kontroli. Sposób przeprowadzania pomiaru. Zalety nowego układu. Wartości jego elementów. Wyniki eksploatacji układu.

Miernictwo elektryczne

134* 621.317.2-182.3:621.317.333 D1

Iwaszew W. W.: **Przewoźne laboratorium o niewielkich wymiarach do badań profilaktycznych urządzeń elektrycznych.** „Małogabaritnaja pieriedwiżnaja łaboratorja dla profiłakticzeskich ispytanij elektrooborudowanja". Energetik, Moskwa, mies., Nr 5, paźdź. 53, s. 17; A4, 1,5 str., 3 rys. — Preznaczenie laboratorium, zakres badań, wyposażenie. Sposób umieszczenia urządzeń w dwukołowym wózku przyczepnym do samochodu-łazika. Zasadniczy schemat zasilania laboratorium. Urządzenia do badania urządzeń o napięciu znamionowym 6-35 kV.

135* 621.317.3.018.4:621.314.63 D1

Hajek J.: **Odkształcenie częstotliwości w przyrządach o prostownikach z warstwą zaporową II.** „Zur Frequenzentzerrung der Geräte mit Sperrschicht-gleichrichtern II". E und M., Wien, dwutyg., t. 70, Nr 3, luty 53, s. 61; A4, 3 str., 3 rys., 1 wykr., 8 poz. bibl. — Podstawowe układy połączeń przyrządów z prostownikami. Matematyczne obliczenia uchybu częstotliwości w układach z prostownikami w zależności od parametrów obwodu. Różne metody obliczeń. Charakterystyki przebiegu odkształcenia częstotliwości w różnych układach.

136* 621.317.43:621.3.017.3 D1

Schindler M.: **O pomiarze strat w żelazie na małych próbkach.** „Zur Messung der Eisenverluste an kleinen Proben". E und M., Wien, dwutyg., t. 70, Nr 2, stycz. 53, s. 38; A4, 4,5 str., 2 fot., 5 rys., 2 wykr. — Charakterystyka badań magnetycznych przy pomocy aparatu Epsteina. Metoda badań magnetycznych na próbkach o wadze poniżej 0,5 kg. Oscylogramy przebiegu pętli histerezy. Wpływ oporności czynnej obwodu pomiarowego. Wpływ wyższych harmonicznych. Metoda pomiaru strat w żelazie w układzie mostkowym prądu zmiennego. Układy kompensacyjne do pomiaru strat w żelazie na małych próbkach (o wadze około 50 g). Próbka w kształcie pierścienia (indukcyjność i oporność obwodu zwojnicy próbnej).

137* 621.317.43:621.3.017.3 D1

Mardus G.: **Pomiar strat na przemagnesowanie przy wysokiej indukcji.** „Messung der Ummagnetisierungsverluste bei hoher Induktion". ETZ-A., Wuppertal, dwutyg., t. 74, Nr 15, sierp. 53, s. 446; A4, 3 str., 2 rys., 4 wykr., 7 poz. bibl. — Metoda pomiaru strat magnetycznych. Obliczenie powierzchni pętli histerezy. Układ pomiarowy do badania strat magnetycznych. Rozdział strat na histerezę i prądy wirowe. Wyniki pomiarów przeprowadzonych na blasze dynamowej przy indukcjach 10 000—18 000 Gs. Dokładność pomiaru. Zestawienie graficzne stratności przy różnych indukcjach.

138* 621.317.444 D1

Palmer T. M.: **Mały, czuły magnetometr.** „A small sensitive magnetometer". Proc. Inst. El. Engrs., London, dwumies., t. 100, cz. 2, Nr 77, paźdz. 53, s. 545; A 4, 6 str., 5 rys., 3 wykr., 6 poz. bibl. — Zasada działania magnetometru o czułości 0,1 Oe pracującego z dokładnością 0,1%. Budowa i działanie czujnika. Konstrukcja głowicy czujnika. Elektronowy schemat układu pomiarowego (zasilanie, czujnik, oscylator, wzmacniacz). Wyniki badań wykonanych opisanym przyrządem. Charakterystyki napięcia w funkcji pola. Matematyczna analiza zależności między polem i strumieniem w czujniku.

139* 621.317.7.085.1 D1

Eckhardt G.: **Obliczenie czasu uspokojenia przyrządów pomiarowych.** „Berechnung der Beruhigungszeit von Messinstrumenten". ETZ-A, Wuppertal, dwutyg., t. 74, Nr 15, sierp. 53, s. 449; A4, 2,5 str., 11 wykr. — Przebieg obliczenia sił mechanicznych działających w przyrządach pomiarowych. Określenie czasu tłumienia wahań wskazówki. Tłumienie w przyrządach pomiarowych według norm VDE 0410/1.53 dla różnego rodzaju przyrządów.

140* 621.317.735 D1

Dwojnikow I. W.: **Schematy aparatury do badań profilaktycznych izolacji urządzeń.** „Schiemy apparatury dla profiłakticzeskich ispytanij izolacji oborudowanja". Energetik, Moskwa, mies., Nr 1, czerw. 53, s. 16; A4, 7 str., 4 rys. — Uwagi o zakresie i celowości badań profilaktycznych. Układy połączeń do badań uzwojeń silników elektrycznych, kabli energetycznych wysokiego napięcia, urządzeń rozdzielni. Źródła wysokiego napięcia zmiennego i wyprostowanego.

141* 621.317.75 D1

Waring S., Murphy B.: **Przenośny, szybkopiszący oscylograf katodowy.** „A portable high-speed cathode-ray oscillograph". J. scien. Instrum, London, mies., t. 30, Nr 12, grud. 53, s. 469; A4, 2,5 str., 1 fot., 3 rys. 2 poz. bibl. — Ogólna charakterystyka lampy oscylograficznej. Obwód podstawy czasu (schemat, wartości liczbowe elementów). Całkowity układ oscylografu. Obwód napięcia przyśpieszającego. Niektóre szczegóły konstrukcji. Prezbieg oscylogramów.

Zastosowanie techniczne magnetyzmu

142* 621.3.042.001.24:621.318.3 D1

Kafka H.: **Nowa, geometryczna metoda uwzględniania nasycenia i strat w żelazie.** „Neue geometrische Verfahren für die Berücksichtigung des Sättigung und der Eisenverluste". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., t. 7, Nr 8, sierp. 53, s. 376; A4, 5 str., 8 wykr., 4 tabl., 2 poz. bibl. — Wyprowadzenie podstawowych zależności analitycznych. Określenie drogą pomiarów przepływu magnesującego i strat w żelazie cewki równomiernie nawiniętej z rdzeniem pierścieniowym. Krzywe magnesowania i strat w żelazie. Obliczanie strat w żelazie. Charakterystyki prądowe cewek z rdzeniem żelaznym i dyskusja nad nimi.

143* 621.318.435.3:621.314.12 D1

Frost-Smith E. H.: **Studium przetwornika magnetycznego dla wzmacniania sygnałów prądu stałego o małej mocy wejściowej.** „The study of a magnetic inverter for amplification of low-input-power d. c. signals". Proc. Inst. El. Engrs., London, dwumies., t. 100, cz. 2, Nr 76, sierp. 53, s. 362; A4, 13,5 str., 8 rys., 11 wykr., 1 tabl., 9 poz. bibl. — Zestawienie oznaczeń stosowanych w układach wzmacniaczy magnetycznych. Proste układy transduktorów jako wzmacniaczy magnetycznych. Teoria przetwornika magnetycznego (układ połączeń, charakterystyki magnesowania i prostowania, analiza wzmocnienia). Analiza pracy przetwornika. Parametry wpływające na konstrukcję przetwornika. Niektóre szczegóły konstrukcyjne. Zastosowanie. Dyskusja na temat zastosowania przetwornika, jego budowy i charakterystyk.

144* 621.318.44:539.388.23 D1

Edler R.: **Naprężenia drutu przy nawijaniu czworokątnych zwojnic.** „Drahtspannungen beim Wickeln von Vierkantspulen". E und M., Wien, dwutyg., t. 70, Nr 15/16, sierp. 53, s. 348; A4, 6 str., 6 rys., 3 wykr., 3 tabl. — Porównanie naciągu drutu przy zwojnicy okrągłej i czworokątnej. Podstawowe założenia dla obliczenia naciągu przy zwojnicy czworokątnej (oznaczenie wymiarów, rozkład sił). Zestawienie wartości liczbowych różnych parametrów przy nawijaniu zwojnicy czworokątnej. Obliczenie dopuszczalnych wartości naciągu drutu. Charakterystyki naciągu dla różnych kształtów zwojnic.

145* 621.318.5.004.28 D1

Kaminski J. A.: **Obwody pasożytnicze w urządzeniach prądu sterowniczego.** „Parazitnyje cepi w ustrojstwach opieratiwnowo toka". Energetik, Moskwa, mies., Nr 5, paźdź. 53, s. 24; A4, 6,5 str., 5 rys., 1 tabl. — Przypadki doziemień w obwodach sterowniczych przekaźników. Wartości prądów pasożytniczych, wpływ na prądy obwodu głównego. Przebiegi czasowe prądów sterujących przy dużych i małych wartościach prądów pasożytniczych. Konstrukcyjne i profilaktyczne metody ograniczenia prądów pasożytniczych. Kontrola właściwego montażu.

Kondensatory

146* 621.319.44.004 D1

Matijenko A. S.: **Eksploatacja kondensatorów statycznych.** „Ekspłoatacja staticzeskich kondiensatorow". Energetik, Moskwa, mies., Nr 6, list. 53, s. 23; A4, 2 str., 5 poz. bibl. — Wymagania przepisów odnośnie przeglądów i remontów baterii kondensatorów. Właściwe warunki pracy kondensatorów (napięcie sieci, obciążenie baterii, temperatura). Konserwacja

oleju w kondensatorach. Bezpieczeństwo pracy przy kondensatorach wysokiego napięcia.

Trakcja elektryczna

147* 621.335.43-835 D1

Imohr G.: **Autobus akumulatorowy w Niemieckiej Republice Związkowej.** „Der Akku-Bus in der Deutschen Bundesrepublik". Verkehr u. Technik, Berlin, mies., Nr 12, grud. 53, s. 402; A4, 2 str., 4 fot., 1 rys., 1 tabl., 5 poz. bibl. — Zakres stosowania autobusu akumulatorowego w ruchu miejskim. Długi okres sprawnej pracy wozów. Podane parametry techniczne 6-ciu autobusów niemieckich. Zasięg. Przyspieszenie i wykaz jazdy dokumentują wyższość tego środka transportu w warunkach ruchu miejskiego.

148* 621.335.43 D1

Nebec F.: **Nowe trolejbusy w Solingen.** „Neue Obusse in Solingen". Verkehr u. Technik, Berlin, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 265; A4, 2,5 str., 3 fot., 1 rys., 2 wykr. — Założenia techniczne nowego typu trolejbusa. Jednokomutatorowy silnik szeregowo-bocznikowy. Ujednolicony układ wnętrza. Opis i fotografie urządzenia sterującego i urządzenia napędowego. Część mechaniczna. Charakterystyki silników, charakterystyki hamowania elektrycznego. Schemat obwodu głównego. Napędy pomocnicze i sterowanie.

149* 621.335.43:725.38 D1

Bauer A.: **Budowa i urządzenia zajezdni trolejbusowych.** „Bau und Einrichtung von Obus Betriebshöfen". Verkehr u. Technik, Berlin, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 270; A4, 3 str., 2 fot., 5 rys. — Warunki, jakim powinno odpowiadać położenie zajezdni trolejbusowej. Zasadnicze żądania wymiarowe, układ pracy i potok roboczo-narzędziowy. Układ stanowisk pracy, prace remontowe i przeglądy. Zapotrzebowanie siły roboczej. Przykłady rozwiązań. Układ trolejbusów wewnątrz zajezdni.

150* 621.335.5:658.28 D1

Devéze M., Grison M.: **Organizacja transportu wewnętrznego w warsztatach, magazynach i pomieszczeniach obsługi południowo-wschodniego okręgu kolei francuskich.** „L'organisation des manutentions dans les dépôts, magasins et ateliers de la Région du Sud-Est de la SNCF". Rev. gen. Chem. de Fer, Paris, mies., Nr 7, lip. 53, s. 399; A4, 13 str., 19 fot., 1 rys. — Charakterystyka czynności transportu wewnątrzzakładowego. Rozwiązania stosowane dewniej i rozwiązania nowoczesne. Wózki akumulatorowe znajdują powszechne zastosowanie. Wózki widłowe wysokiego i niskiego podnoszenia. Wózki z przyczepami. Ekonomia transportu elektrycznego. Zasobniki i znormalizowanie ładunków. Ilustrowane fotografiami przykłady zastosowań. Urządzenia obsługi lokomotyw w elektrowozowniach, urządzenia dworcowe i bagażowe.

151* 621.337.4:621.3.076.61 D1

Rachel H.: **Wymiarowanie oporników dodatkowych z indukcyjnością do osłabiania pola trakcyjnych silników szeregowych prądu stałego.** „Die Bemessung induktiver Nebenwiderstände zur Feldschwächung von Gleichstrom-Reihenschlussmotoren im Bahnbetrieb". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., t. 7, Nr 4, kw. 53, s. 169; A4, 7 str., 1 fot., 3 rys., 16 wykr., 5 poz. bibl. — Możliwości zakłóceń w pracy silników trakcyjnych szeregowych przy osłabianiu pola metodą bocznikowania uzwojenia wzbudzającego przez oporność czynną i sposób zaradzenia im przez wprowadzenie do obwodu bocznikującego dodatkowej indukcyjności. Analiza przebiegu czasowego prądu w obu równoległych gałęziach podczas zaniku napięcia sieci i po jego powrocie. Określenie wartości potrzebnej indukcyjności z uwzględnieniem nasycenia żelaza i czynników ekonomicznych. Wyniki badań doświadczalnych.

152* 621.337.6:621.335.42 D1

de Berger W.: **Wymagania stawiane urządzeniom zwrotnic elektrycznych.** „Forderungen bei Schaltungen für elektrische Weichenstellvorrichtungen". Verkehr u. Technik, Berlin, mies., Nr 11, list. 53, s. 353, Nr 12, grud. 53, s. 383; A4, 4 str., 1 fot., 11 rys. — Artykuł omawia urządzenia zwrotnic automatycznych dla komunikacji tramwajowej zależne od sposobu jazdy (wyłączenia nastawnika) bądź niezależne od położenia nastawnika. Podano na wstępie warunki, jakim powinno odpowiadać urządzenie oraz następnie cały szereg schematów rozwiązań technicznych z objaśnieniami. Szereg ciekawych pomysłów z automatyki.

153* 621.34:622.8:614.825 D1

Posern H.: **W sprawie wprowadzenia elektrycznych urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym w saskich kopalniach węgla kamiennego.** „Zur Einführung schlagwettergeschützter elektrischer Betriebsmittel im sächsischen Steinkohlenbergbau". Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., t. 7, Nr 9, wrzes. 53, s. 449; A4, 5 str., 10 fot., 5 rys., 1 tabl. — Zarys rozwoju stosowania urządzeń elektrycznych w wykonaniu przeciwwybuchowym w saskich kopalniach węgla. Analiza kilku wypadków wybuchu gazów na skutek nieodpowiedniej budowy urządzeń elektrycznych i wnioski z nich wynikające. Rodzaje budowy przeciwwybuchowej w odniesieniu do różnych urządzeń. Przykłady rozwiązania konstrukcyjnego silników, wyłączników i lamp oświetleniowych w wykonaniu przeciwwybuchowym.

Radiologia

154* 621.384:539.163:778.33:620.179 D1

Kohl J.: **Własności niektórych izotopów promieniotwórczych stosowanych w radiografii.** „Properties of some radioactive isotopes useful in radiography". Non destr. Testing., Chicago, dwumies., t. 11, Nr 7, wrzes. 53, s. 33; A4, 5 str., 1 wykr., 4 tabl., 12 poz. bibl. — Omówiono własności izotopów promieniotwórczych. Podano własności promieniowania α, β, γ wysyłanego przez izotopy stosowane w radiografii przemysłowej. Porównano koszty różnych izotopów.

Wzmacniacze

155* 621.385.38:621.394.645.35 D1

Gonczarski L. A.: **Metoda wzmocnienia przy pomocy tyratronu.** „Ob odnom mietodie usilenja pri pomoszczi tiratrona". Elektriczestwo, Moskwa, mies., Nr 10, paźdź. 53, s. 59; A4, 4 str., 4 rys., 1 wykr., 4 poz. bibl. — Zastosowanie tyratronu w układzie wzmacniającym prądu stałego. Zmiana napięcia siatkowego zmienia częstotliwość impulsów prądu anodowego. W obwodzie anodowym znajduje się obwód drgań, w indukcyjności którego płynie prąd o składowej stałej zmieniającej się w funkcji napięcia siatkowego. Obliczenie nachylenia charakterystyki. Charakterystyki układu tyratronem TG-213 zdjęte doświadczalnie. Wzmacnianie napięciowe i mocy. Obliczenie elementów układu.

Rozrząd zdalny

156* 621.398:621.311.1(436.3) D1

Swoboda G.: **Urządzenia zdalne w zasilaniu elektrycznością miasta Salzburga.** „Fernwirkanlagen in der Elektrizitätsversorgung der Stadt Salzburg". E und M., Wien, dwutyg., t. 70, Nr 12, czerw. 53, s. 269; A4, 5 str., 3 fot., 2 rys. — Ogólny przegląd wytwarzania, rozdziału i zużycia energii elektrycznej w Salzburgu. Napięcie znamionowe sieci, moce elektrowni miejskich. Charakterystyka odbiorców. Schemat sieci miejskiej. Ogólny schemat urządzeń telemetrycznych. Urządzenia sterowania zdalnego. Charakterystyka urządzeń pomiaru i sterowania zdalnego, tablice polowe. Ogólny opis tablic w nastawni oraz niektórych urządzeń.

157* 621.398.2.052.63:621.316.728 D1

Hochreiner H.: **Systemy centralnego sterowania zdalnego z mechaniczno-elektrycznym wybieraniem.** „Zentralfernsteuersysteme mit mechanisch elektrischer Selection". E und M., Wien, dwutyg., t. 70, Nr 3, luty 53, s. 49; A4, 10 str., 9 fot., 12 rys., 5 poz, bibl. — Współczesne wytyczne systemów zdalnego sterowania włączania obciążeń. Wady przesyłania rozkazów przy pomocy wielu częstotliwości. Metody przesyłania jedną częstotliwością lub impulsami. Opis niektórych urządzeń nadających i odbierających impulsy (firm: Danubia, Siemens Compagnie, de Compteurs i innych). Schematy i konstrukcje mechaniczno-elektrycznych urządzeń sterowania zdalnego (liczniki, przekaźniki różnych systemów i w różnych wykonaniach). Sposoby przesyłania rozkazów sterowania zdalnego. Opisy konstrukcji i działania niektórych urządzeń sterowania zdalnego.

Niniejszy Przegląd Dokumentacyjny zawiera jedynie część analiz dokumentacyjnych publikacji z zakresu elektrotechniki. Pełna dokumentacja ukazuje się w postaci kart dokumentacyjnych, wydawanych przez Centralny Instytut Dokumentacji Naukowo-Technicznej (Warszawa, Al. Niepodległości 188). CIDNT przyjmuje prenumeratę kart dokumentacyjnych, która może obejmować zarówno całą dokumentację naukowo-techniczną, jak i działy lub poszczególne zagadnienia i tematy techniczne. Cena karty dokumentacyjnej wynosi w prenumeracie 20 groszy.
CINDT wykonuje za zwrotem kosztów fotokopie i mikrofilmy publikacji objętych Przeglądem Dokumentacyjnym jak i kartami dokumentacyjnymi.

Biblioteka Politechniki

XXVII. Skowroń E. Pomiar temperatury uzwojeń transformatorów dużej mocy przy pomocy metody modelu cieplnego.

XXVIII. Bader J., Lech W. Niektóre zagadnienia ochrony odgromowej transformatorów.

XXIX. Lech W., Kelasz J. O możliwości obniżenia izolacji przełączników zaczepów transformatorowych pod obciążeniem w sieci krajowej 110-kilowoltowej.

XXX. Słowikowski S., Żołędziowski S. Niektóre zagadnienia z badań profilaktycznych transformatorów.

XXXI. Bijasiewicz J. Remonty transformatorów.

XXXII. Kelasz J. Suszenie transformatorów metodą próżniową.

XXXIII. Dryś B., Siciński Z. Gospodarka olejami transformatorowymi.

B. PRZEKŁADNIKI

XXXIV. Sokalski K., Zalewski J. Przekładniki krajowe — stan obecny i zamierzenia konstrukcyjne.

XXXV. Jerzykiewicz A., Kwal M. Możliwości zastosowania tworzyw syntetycznych jako izolacji wysokiego napięcia w przekładnikach produkcji krajowej.

XXXVI. Kwal M., Gołaszewski Z. Kompensacja uchybów przekładników przez podwójne rozproszenie magnetyczne.

XXXVII. Auleytner K., Makowski Z., Zalewski J. Metody badań przekładników w praktyce przemysłowej.

XXXVIII. Goliński J. Pomiary jonizacji i udarowego rozkładu napięć w przekładnikach napięciowych.

XXXIX. Wasilenko E. Badania profilaktyczne transformatorów mierniczych.

XL. Szpor S., Dzierżek H., Winiarski W., Dytkowski E., Suchocki J. Wstępne wnioski z badań wytrzymałości dynamicznej transformatorów prądowych i z prób związanych.

XLI. Szpor S., Szulc E., Dytkowski E. Nowy transformator napięciowy wzorcowy na 3 do 16,5 kV.

Przegląd Dokumentacyjny Elektrotechniki.

XXVII. Сковроньский Э. Измерение температуры обмоток в трансформаторах большой мощности при помощи тепловой модели.

XXVIII. Бадэр Е., Лех В. Некоторые вопросы грозозащиты трансформаторов.

XXIX. Лех В., Келяш Е. О возможности применения в трансформаторах переключателя с пониженной изоляцией в польских сетях 110 кв.

XXX. Словиковский С., Жолэндзёвский С. Некоторые проблемы в области профилактического исследования трансформаторов.

XXXI. Биясевич Е. Ремонт трансформаторов.

XXXII. Келяш Е. Сушка трансформаторов в вакууме.

XXXIII. Дрысь Б., Ситиньский З. Хозяйничание трансформаторными маслами.

Б. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

XXXIV. Сокальский К., Залевский Я. Измерительные трансформаторы отечественного производства — настоящее положение и намерения в области конструкции.

XXXV. Ежикевич А., Кваль М. Возможности применения синтетических материалов в качестве изоляции для высокого напряжения в измерительных трансформаторах отечественного производства.

XXXVI. Кваль М., Голашевский З. Компенсация погрешности измерительного трансформатора тока путем двойного магнитного рассеяния.

XXXVII. Аулейтнер К., Маковский З., Залевский Я. Методы испытания измерительных трансформаторов в промышленной практике.

XXXVIII. Голиньский Я. Измерения ионизации и импульсных напряжений в измерительных трансформаторах напряжения.

XXXIX. Василенко Е. Профилактические испытания изоляции измерительных трансформаторов.

XL. Шпор С., Дзержек Х., Винярский В., Дытковский Э., Сухоцкий Е. Предварительные выводы из исследования электродинамической устойчивости трансформаторов тока и связанных испытаний.

XLI. Шпор С., Шульц Э., Дытковский Э. Новый эталонный трансформатор напряжения для 3 до 16,5 кв.

Библиографический Обзор Электротехники.

XXVII. Skowroński E. Temperature measurement, by means of a thermal model, of high-power transformer windings.

XXVIII. Bader J., Lech W. Certain problems of surge protection of power transformers.

XXIX. Lech W., Kelasz J. Prospect of reducing the insulation in transformer tap-changers under load in Polish 110 kV power system.

XXX. Słowikowski S., Żołędziowski S. Certain problems concerning prophylactic transformer inspections.

XXXI. Bijasiewicz J. Transformers overhauls.

XXXII. Kelasz J. Vacuum method of drying transformers.

XXXIII. Dryś B., Siciński Z. Transformer oil management.

B. INSTRUMENT TRANSFORMERS

XXXIV. Sokalski K., Zalewski J. Polish instrument transformers — present state and design programme.

XXXV. Jerzykiewicz A., Kwal M. Prospects of employing plastics for high tension insulation in Polish-made instrument transformers.

XXXVI. Kwal M., Gołaszewski Z. Compensation, by double magnetic leakage, of errors in current transformers.

XXXVII. Auleytner K. Makowski Z., Zalewski J. Method of testing instrument transformers in industrial practice.

XXXVIII. Goliński J. Ionisation and surge distribution measurement in voltage transformers.

XXXIX. Wasilenko E. Prophylactic instrument transformer tests.

XL. Szpor S., Dzierżek H., Winiarski W., Dytkowski E., Suchocki J. Preliminary results of research over momentary short-circuit transformer current ratings and of results of incidental tests.

XLI. Szpor S., Szulc E., Dytkowski E. New model of a 3 — 16,5 kV voltage transformer for laboratory use.

Electrical Bibliographic Review.

Warunki prenumeraty
PRZEGLĄDU ELEKTROTECHNICZNEGO na rok 1955

I. Prenumerata normalna

Prenumerata normalna wynosi: kwartalnie 27 zł, półrocznie 54 zł, rocznie 108 zł.

Zgłoszenia na prenumeratę normalną przyjmują urzędy pocztowe oraz listonosze miejscy i wiejscy. Można również zgłosić prenumeratę normalną do PPK Ruch, Centralna Ekspedycja, Warszawa, Srebrna 12, przez wpłacenie należności na konto PKO — — I 110/14000 z dokładnym podaniem nazwiska i adresu prenumeratora, okresu prenumeraty i tytułu czasopisma „Przegląd Elektrotechniczny".

Termin zgłaszania prenumeraty normalnej na okres kwartalny, półroczny lub roczny upływa z dniem 10-tym miesiąca, po przedzającego okres prenumeraty.

II. Prenumerata ulgowa

Prenumerata ulgowa wynosi kwartalnie zł 13,50, półrocznie zł 27.—, rocznie zł 54.—. Z prenumeraty ulgowej mogą korzystać przy zamówieniach **zbiorowych** członkowie stowarzyszeń naukowo-technicznych zrzeszonych w NOT, członkowie SARP, członkowie klubów techniki i racjonalizacji oraz studenci wyższych uczelni.

Zamówienia zbiorowe, imienne — z podaniem adresów, okresu prenumeraty i tytułu czasopisma „Przegląd Elektrotechniczny" oraz załączeniem należności — przyjmują koła zakładowe, od członków zaś niezrzeszonych w kołach — oddziały stowarzyszeń naukowo-technicznych, od studentów — koła naukowe uczelni.

Zamówienia zbiorowe należy przekazywać w podanych niżej terminach do **PPK Ruch, Centralna Ekspedycja, Warszawa Srebrna 12,** wpłacając jednocześnie należność na konto PKO — I — 110/14000.

Termin zgłaszania prenumeraty ulgowej: na II kwartał — do 1.III.55 r., na III kwartał — do 1.VI.55 r., na IV kwartał — do 1.IX.55 r.

Redaktor naczelny inż. Tadeusz Czaplicki. — Wydawca: Naczelna Organizacja Techniczna. — Adres Redakcji i Administracji Warszawa, Czackiego 3/5, tel. 674-61, wewn. 18.

Nakład 8.150. Ark. druk. 31. Papier ilustr. kl. V, 70 g, 86×122/16. Oddano do składania 20.XII.54. Podpisano do druku 12.III.55 Druk. ukończ. 26.III.55. Drukarnia im. Rewolucji Październikowej, Warszawa. Zam. 1691c/54. B-6-3730.

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Przegląd wydawnictw z dziedziny transformatorów

Eksploatacja urządzeń elektrycznych sieci miejskich i wiejskich. Tymczasowe przepisy bezpieczeństwa pracy. Biblioteka Ochrony Pracy. 1952, s. 136, zł 10.—

JABŁOŃSKI M., SAPAŁA C.: **Próby przemysłowe transformatorów.** 1953, s. 154, zł 11.30

KRZYWICKI M.: **Maszyny elektryczne.** 1954, s. 400, zł 17.80

LIDMANOWSKI W.: **Technika wysokich napięć.** 1953, s. 203, zł 9.10 .Zatwierdzono do użytku szkolnego przez CUSZ.

LIS. B.: **Straty energii w sieciach elektrycznych.** 1950, s. 135, zł 15.—

MARX E.: **Laboratorium wysokich napięć.** Tłum. zbiorowe z niem. 1951, s. 292, zł 20.—

MICHALAK W.: **Regulacja napięcia w sieciach elektrycznych.** 1954, s. 199, zł 12.—

Przesył i rozdział energii elektrycznej. Praca zbiorowa. Tłum. z ang. Z. Skoczyński i W. Lidmanowski. 1951. Tom 1. Wyładowania piorunowe i ochrona przepięciowa. S. 158, zł 19.20 — Tom 2. Maszyny i urządzenia elektryczne. S. 291, zł 39.— Tom 3. Analiza i warunki pracy układów elektroenergetycznych. S. 326, zł 46.— Tom 4. Linie i sieci elektryczne. 1952, s. 212, zł 29.60

RIABKOW A.: **Obliczanie elektroenergetycznych układów przesyłowych.** Tłum. z ros. A. Myślicki. 1951. s. 282, zł 20.90

ROGUSKI A.: **Urządzenia do kompensacji ziemnozwarciowej. Działanie i eksploatacja.** 1953, s. 51, zł 3.50

SKOCZYŃSKI Z., NOWACKI P. J.: **Zwarcia w wysokonapięciowych układach energoelektrycznych.** 1954, s. 832, zł 57.— (opraw.)

STARCZAKOW W.: **Przekładniki.** 1954, s. 240, zł 19.— (opraw.)

WORONOW W. T., ŁOWCKIJ N. N.: **Projektowanie urządzeń energoelektrycznych zakładów przemysłowych.** Tłum. z ros. S. Mossakowski. 1954, s. 304, zł 31.— (opraw.)

WOYSŁAW G.: **Obsługa kolejowa transformatorów i wyłączników olejowych.** 1951, s. 60, zł 3.50

ŻERWIE G. K.: **Przemysłowe badania maszyn elektrycznych.** Tłum. z ros. T. Koter. 1954, s. 302, zł 26.— (opraw.)

ŻYDANOWICZ J.: **Obliczanie elektryczne sieci elektroenergetycznych.** 1953, s. 334, zł 15.50. Zatwierdzono do użytku szkolnego przez CUSZ

Nowości wydawnicze

DOMAŃSKI B. I.: **Podstawy automatyki i telemechaniki.** Tłum. z ros. Z. Szparkowski. 1954, s. 320, zł 52.— (opraw.)

DZIANKOWSKI M.: **Chemia techniczna organiczna.** 1954, s. 174, zł 9,50 (opraw.)

GARDZIEJEWSKI K., CHABOWSKI W.: **Maszyny formierskie.** 1954, s. 228, zł 20.—

GODECKI M.: **Ogólne podstawy bezpieczeństwa i higieny pracy w transporcie wewnątrzzakładowym.** Biblioteczka wykładowcy bhp. 1954, s. 55, zł 3.—

GRZEBALSKI C., KORPETTA S.: **Osłony i zabezpieczenia przy maszynach i pędniach.** Biblioteczka Wykładowcy bhp., 1954, s. 51, zł 2,50

KRETZSCHMAR F. E. **Akumulatory kwasowe.** Tłum. z niem. K. Appelt. 1954, s. 288, zł 15.— (opraw.)

ŁAZARIEW N. W.: **Szkodliwe substancje w przemyśle.** Tom. I. Związki organiczne. Tłum. z ros. W. Nowacki i Z. Kowalski. 1954, s. 566, zł 60.— (opraw.)

MAJEWSKI D.: **Arytmetyka dla robotników.** 1954, s. 172, zł 6.—

Mały poradnik mechanika. Nauki matem.-fizyczne i ogólnotechn. Praca zbiorowa. Wyd. 3 całkowicie przerob. i uzup. 1954, s. 792, zł 70.— (opraw.)

RÓŻAŃSKI W.: **Obróbka cieplna stali.** Biblioteka Ochrony Pracy. 1954, s. 63, zł 3.—

SOWIŃSKI L., ŻMIGRODZKA H.: **Zagadnienia ochrony pracy w ustawodawstwie polskim.** 1954, s. 227, zł 16,50

SZUMAN W.: **Urządzenia pomocnicze elektrowni cieplnych.** Tom I. Rurociągi i pompy. 1954, s. 431, zł 16,50

ŚWIĄTEK J.: **Pomoc przy obsłudze żeliwiaka.** Seria „Będę Fachowcem". 1954, s. 47, zł 2.—

Wiadomości o nowych książkach technicznych, wydawanych przez Państwowe Wydawnictwa Techniczne, Wydawnictwo „Budownictwo i Architektura", Wydawnictwo Górniczo-Hutnicze, Wydawnictwo Przemysłu Lekkiego i Spożywczego— podaje Biuletyn „Książka Techniczna" dostarczany bezpłatnie po zgłoszeniu odpowiedniego zapotrzebowania pod adresem: **PWT, Warszawa 10, Mazowiecka 4, skrytka poczt. nr 71.**

Do nabycia w księgarniach technicznych Domu Książki i u kolporterów zakładowych