Eksploatacja transformatorów energetycznych

tom 2

grudzień 2008

EKSPLOATACJA TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

TOM II

pod redakcją dr hab. inż. Jana Subocza prof. ZUT

ENERGO-COMPLEX
Piekary Śląskie, 2008

Publikacja dotowana przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego w ramach projektu badawczego rozwojowego nr R01 006 01

Seria: Eksploatacja Transformatorów Energetycznych, tom II
Redaktor naukowy serii: dr hab. inż. Jan Subocz, prof. ZUT

Recenzent:
Prof. dr hab. inż. Jerzy Skubis

Tłumaczenie z j. angielskiego:
Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski (rozdział 2)
Dr inż. Szymon Banaszak (rozdziały 1, 5)

Projekt, skład, realizacja, druk:
„LAVENDE", Jolanta Budzyńska
tel. +48 0601 817 108

©Copyright by Energo-Complex Sp. z o.o., Piekary Śląskie 2008
Energo-Complex Sp. z o.o.
ul. Lotników 9, Piekary Śląskie

ISBN 978-83-924464-2-2

AUTORZY

Dieter DOHNAL Rozdział 1
Maschinenfabrik Reinhausen

Rainer FROTSCHER Rozdział 2
Maschinenfabrik Reinhausen

Jadwiga PEWCA Rozdział 3

Władysław PEWCA Rozdział 3

Ivo PINKIEWICZ Rozdział 4
Instytut Energetyki, Oddział Transformatorów

Gustav CSEPES Rozdział 5
Hungarian Power Companies LTD

Tomasz BOCZAR Rozdział 6
Politechnika Opolska

Sebastian BORUCKI Rozdział 6
Politechnika Opolska

Andrzej CICHOŃ Rozdział 6
Politechnika Opolska

Szymon BANASZAK Rozdział 7
Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny

SPIS TREŚCI

1. Podobciążeniowe przełączniki zaczepów z komorami próżniowymi 9
1.1. Wprowadzenie 9
1.2. Zasada pracy PPZ 10
1.3. Zastosowanie podobciążeniowych przełączników zaczepów 11
1.3.1. Podstawowe konfiguracje uzwojeń regulacyjnych 11
1.3.2. Przykłady stosowanych połączeń uzwojeń 13
1.3.3. Transformatory regulujące fazę napięcia (przesuwniki fazowe) 13
1.4. Założenia projektowe współczesnych podobciążeniowych przełączników zaczepów 16
1.5. Olejowe PPZ typu OILTAP® 18
1.5.1. Olejowe PPZ typu rezystorowego 18
1.5.2. Olejowe PPZ typu dławikowego 19
1.6. PPZ z komorami próżniowymi typu VACUTAP® 19
1.6.1. Podstawy technologii przełączania próżniowego 19
1.6.2. Zastosowanie technologii próżniowego przełączania w PPZ 19
1.7. Przełączanie próżniowych PPZ typu rezystorowego i dławikowego 25
1.7.1. Przełączanie próżniowego PPZ typu rezystorowego VACUTAP® VV 25
1.7.2. Przełączanie próżniowego PPZ typu rezystorowego – VACUTAP® VRZ 26
1.7.3. Przełączanie próżniowego PPZ typu dławikowego VACUTAP® RMVV 28
1.7. Zasady eksploatacji próżniowych PPZ typu rezystorowego – VACUTAP® VR i VV 28
1.8. Dobór podobciążeniowych przełączników zaczepów 31
1.8.1. Wymagania ogólne 31
1.8.2. Łączenie potencjałów uzwojenia regulacyjnego w czasie operacji odwracania 32
Literatura 34

2. Biodegradowalne ciecze stosowane w przełącznikach zaczepów 37
2.1. Wprowadzenie 37
2.2. Główne parametry konstrukcyjne PPZ 38
2.2.1. Właściwości dielektryczne 38
2.2.2. Smarowanie 39
2.2.3. Zachowanie się cieczy biodegradowalnej w szerokim zakresie temperatury 39
2.2.4. Własności cieplne cieczy izolacyjnych 39
2.3. Przełączniki zaczepów z cieczami biodegradowalnymi 39
2.4. Ciecze biodegradowalne 40
2.5. Badania i próby cieczy biodegradowalnych 44
2.5.1. Przydatność R-TEMP do stosowania w VACUTAP® VV 44
2.5.2. Przydatność cieczy biodegradowalnych do stosowania w PPZ 45
2.5. Dopuszczenie cieczy biodegradowalnych do stosowania w PPZ 46
Literatura 47

3. Fabryczne próby odbiorcze transformatorów energetycznych 49
3.1. Wymagania ogólne i normy związane 49
3.2. Rodzaje prób 52
3.3. Kryteria oceny wykonania transformatorów 58
3.4. Próby odbiorcze 62
Literatura 95
Przypisy 97

4. Układy chłodzenia olejowych transformatorów energetycznych 99
4.1. Wprowadzenie 99
4.2. Rodzaje układów chłodzenia 99
4.3. Sposoby przenoszenia ciepła 102
4.3.1. Chłodzenie naturalne 103
4.3.2. Konwekcja naturalna w oleju 104
4.3.3. Konwekcja wymuszona w oleju 106
4.4. Przyrosty temperatury w transformatorze olejowym 106
4.4.1. Chłodzenie ONAN 103
4.4.2. Chłodzenie ONAF 113
4.4.3. Chłodzenie OF 115
4.4.4. Chłodzenie OD 120
Literatura 123
Przypisy 124

5. Korozja oleju oraz osady Cu_2S w transformatorach energetycznych 125
5.1. Wprowadzenie 125
5.2. Źródła siarki w olejach mineralnych 127
5.3. Obecność siarczków miedzi w izolacji transformatorowej 131
5.4. Mechanizm i ryzyko powstawania awarii 132
5.5. Czynniki wpływające na formowanie się siarczków miedzi 134
5.5.1. Wpływ oleju na powstawanie siarczków miedzi, starzenie oraz stabilność utleniania 134
5.5.2. Potencjalnie korozyjne związki siarki 136
5.5.3. Wpływ temperatury 136
5.5.4. Wpływ przeznaczenia, konstrukcji i warunków pracy 136
5.5.5. Wpływ dibenzylu-disiarczku (DBDS) 137
5.6. Metody badania obecności siarki korozyjnej lub potencjalnie korozyjnej 138
5.6.1. Norma ASTM D1275 (metoda paska miedzianego) 138
5.6.2. Norma DIN 51353 (metoda paska srebrnego) 138
5.6.3. Norma ASTM D1275-B 138
5.6.4. Norma CIGRE A2.32.02 CCD 139
5.6.5. Norma EC 62535: „Test Method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil" (Metoda wykrywania potencjalnie korozyjnej siarki w olejach używanych i nowych) w przygotowaniu 140
5.6.6. Porównanie metod badania korozyjności oleju 140
5.6.7. Detekcja zanieczyszczeń Cu_2S w pomiarach FDS 141
5.6.8. Inspekcja wewnętrznych powierzchni w celu wykrycia zanieczyszczeń Cu_2S 142
5.7. Pasywacja metali 143
5.7. Praktyka stosowania pasywatorów oraz zapobiegania korozji siarkowej 145
Literatura 147

6. Ekspercki system diagnostyki transformatorów z wykorzystaniem emisji akustycznej ... 149
6.1. Wprowadzenie ... 149
6.1.1. Model systemu eksperckiego ... 150
6.2. Charakterystyka systemu eksperckiego pomiaru WNZ przy zastosowaniu metody EA ... 151
6.2.1. Układ do rejestracji sygnałów EA od WNZ ... 152
6.2.2. Parametryzacja zarejestrowanych sygnałów EA generowanej przez WNZ ... 154
6.2.3. Parametryzacja zarejestrowanych sygnałów EA generowanej przez WNZ ... 159
6.2.4. Blok klasyfikatora ... 159
6.3. Identyfikowanie form WNZ przy wykorzystaniu bloku klasyfikatora neuronowego ... 160
Podsumowanie ... 164
Literatura ... 164

7. Metodyka pomiarów i analizy odpowiedzi częstotliwościowej (FRA) uzwojeń transformatorów energetycznych ... 167
7.1. Wprowadzenie ... 167
7.2. Uszkodzenia mechaniczne uzwojeń transformatorów ... 168
7.3. Diagnostyka odkształceń mechanicznych uzwojeń metodą FRA ... 170
7.4. Analiza wyników pomiarów FRA ... 182
7.5. Przykłady rejestracji ... 188
7.6. Perspektywy rozwoju metody FRA ... 191
Literatura ... 192

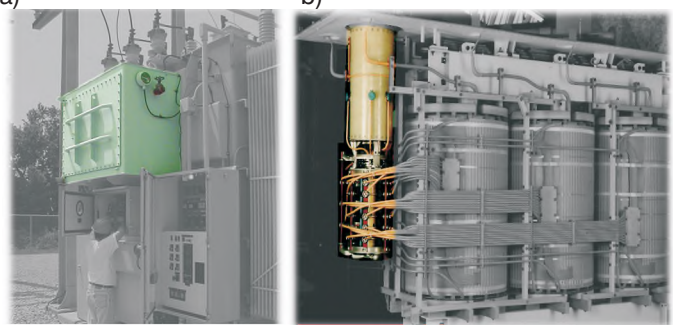
1. PODOBCIĄŻENIOWE PRZEŁĄCZNIKI ZACZEPÓW Z KOMORAMI PRÓŻNIOWYMI

1.1. WPROWADZENIE

Transformatory energetyczne wyposażone w podobciążeniowe przełączniki zaczepów (PPZ) są kluczowymi elementami sieci elektroenergetycznych od prawie 80 lat. PPZ umożliwia regulację napięcia oraz przesunięcia fazowego poprzez zmianę przekładni transformatora pod obciążeniem, bez przerywania jego pracy. Od początku istnienia przełączników zaczepów stosowano dwie metody ich przełączania pod obciążeniem z użyciem rezystorów lub dławików przełączających. Przez dziesięciolecia obie te metody rozwijano w celu uzyskania takiej konstrukcji przełącznika zaczepów, aby była niezawodnym elementem transformatorów o szerokim zakresie mocy i napięć roboczych zdolnych spełnić wymagania stawiane przez warunki pracy współczesnej sieci elektroenergetycznej [1].

Większość PPZ typu rezystorowego instalowanych jest wewnątrz kadzi transformatora (PPZ wewnątrzkadziowe), podczas gdy PPZ typu dławikowego instaluje się z reguły w osobnych komorach, które zazwyczaj przyspawane są do kadzi transformatora (rys. 1.1). W tym rozdziale omówione będą głównie wewnątrzkadziowe PPZ, które przeważnie pracują w środowisku mineralnego oleju transformatorowego. Natomiast stosowanie innych cieczy izolacyjnych bądź gazów wymaga akceptacji wytwórcy PPZ i może wymagać zastosowania innej konstrukcji PPZ niż prezentowane w dalszej części rozdziału. Problem ten jest szerzej omówiony w rozdziale 2 niniejszego tomu.

a) b)

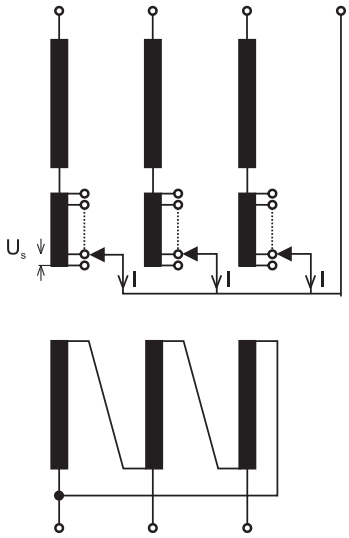


Rys. 1.1. Sposoby montażu PPZ. W komorze na zewnątrz transformatora (a), wewnątrz kadzi transformatora (b)

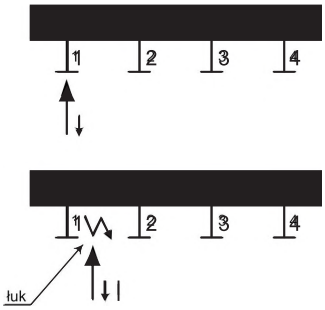
1.2. ZASADA PRACY PPZ

Zadaniem PPZ jest dokonanie zmiany przekładni transformatora za pomocą dodania lub ujęcia pewnej ilości zwojów z pierwotnego lub wtórnego uzwojenia. Z tego powodu transformatory wyposażone są w tak zwane uzwojenia regulacyjne bądź zaczepowe, które połączone są bezpośrednio z PPZ. Na rysunku 1.2. przedstawiono zasadę połączenia PPZ z uzwojeniem górnego napięcia o konfiguracji w gwiazdę w trójfazowym transformatorze regulacyjnym.

Podstawowym, związanym z koniecznością regulacji napięcia pracy transformatora pod obciążeniem, zagadnieniem w pracy PPZ jest konstrukcyjne rozwiązanie sposobu przełączenia wyprowadzenia prądowego z jednego zaczepu uzwojenia regulacyjnego na drugi. Bowiem jest niedopuszczalne bezpośrednie przełączenie zestyku ruchomego przełącznika z jednego zaczepu na kolejny, w sytuacji gdy transformator jest obciążony mocą. Powyższe wynika z faktu, że z jednej strony taki tryb przełączania powoduje chwilową przerwę w transmisji mocy, zaś z drugiej przerywanie strugi prądowej o znacznym amperażu w obwodzie ze znaczną indukcyjnością generuje duże przepięcia w transformatorze oraz powstawanie łuku elektrycznego o dużej mocy (rys. 1.3). Dlatego podstawową zasadą konstrukcji wszystkich PPZ jest załączanie kolejnego zaczepu przed rozłączeniem porzedniego, co przedstawiono na rysunku 1.4. Do tego celu wykorzystuje się pewną przejściową impedancję w postaci rezystora bądź dławika, które składają się z jednej lub więcej elementów. Na czas przełączania mostkują one sąsiadujące zaczepy i tym samym umożliwiają przeniesienia obciążenia z jednego zaczepu na drugi bez przerywania prądu obciążenia, czy też wpływania na jego znaczną zmianę. Jednocześnie ograniczają one prąd międzyzaczepowy (I_c) występujący w czasie zwarcia obu zaczepów. Zazwyczaj w PPZ typu dławikowego przyjmuje się przy tym, że mostkujące położenie dławika jest jego pozycją roboczą. Dlatego też dławiki te projektuje się ze względu na obciążenie ciągłe.

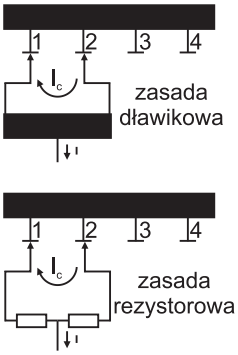


Rys. 1.2. Zasada połączenia PPZ z uzwojeniem transformatora regulacyjnego o konfiguracji w gwiazdę Us - napięcie międzyzaczepowe, I - prąd



Rys. 1.3. Przerywanie prądu obciążenia w czasie przełączania uzwojenia wysokonapięciowego pojedynczym stykiem

Warto przy tym nadmienić, że w wiekszości współczesnych konstrukcji transformatorów napięcie pomiędzy sąsiadującymi zaczepami, czyli napięcie międzyzaczepowe, wynosi zazwyczaj od 0,8% do 2,5% napięcia znamionowego transformatora. Głównymi elementami PPZ są: zestaw styków łączących, przerywających i przenoszących prąd, impedancje przejścia, przekładnie zębate, sprężynowe zasobniki energii i mechanizm napędu. W zależności od konfiguracji uzwojeń (punkt 1.3) i konstrukcji PPZ, stosuje się również oddzielne wybieraki oraz zmieniacz (odwracający lub zgrubny).

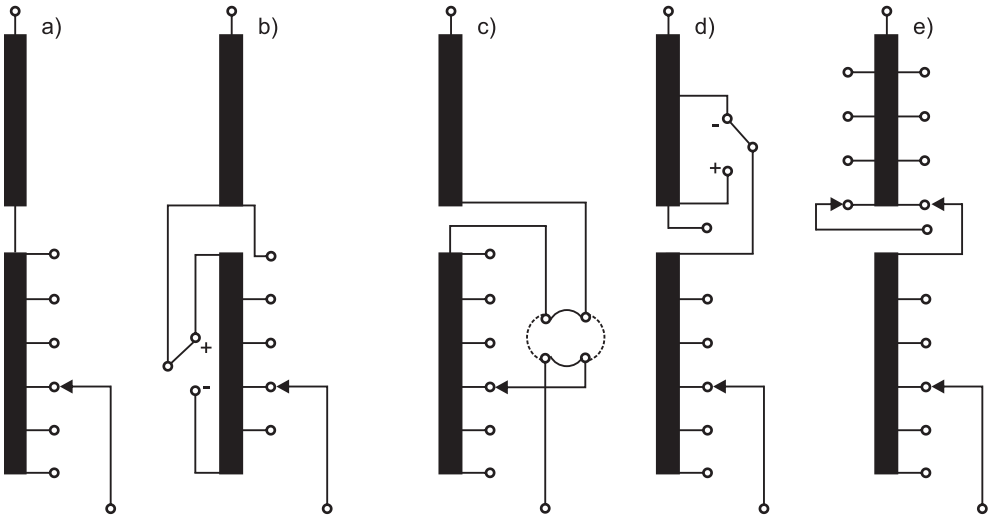


Rys. 1.4. Zasada przełączania zaczepów „załącz 2 zanim odłączysz 1”, z wykorzystaniem dodatkowej impedancji przejścia

1.3. ZASTOSOWANIE PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

1.3.1. PODSTAWOWE KONFIGURACJE UZWOJEŃ REGULACYJNYCH

W praktycznych rozwiązaniach technicznych znajdują zastosowanie te podstawowe konfiguracje uzwojeń regulacyjnych, które pokazano na rysunku 1.5.



Rys. 1.5. Podstawowe układy połączeń uzwojeń regulacyjnych: a) przełączanie liniowe, b) przełączanie odwracające plus/minus pojedyncze, c) przełączanie odwracające plus/minus podwójne, d) przełączanie z regulacją zgrubną pojedyncze, e) przełączanie z regulacją zgrubną wielostopniowe

Układ liniowy (rys. 1.5. a) stosuje się zazwyczaj w transformatorach energetycznych o ograniczonym, sięgającym 20% zakresie regulacji. Przełączane zwoje dodawane są szeregowo do uzwojenia głównego, przez co wpływają na zmianę przekładni transformatora. Nominalna wartość przekładni ustawiona może być dla dowolnego zaczepu.

Dzięki zastosowaniu przełącznika zmieniającego kierunek włączenia uzwojenia (rys. 1.5.b), możemy włączyć je dodając lub odejmując od głównego uzwojenia, tym samym zakres regulacji zostaje podwojony. Rozwiązanie to stwarza również możliwość redukcji liczby zaczepów. W czasie operacji przełączania uzwojenie regulacyjne odłączane jest od uzwojenia głównego (problemy wynikające z takiego odłączenia opisano w podrozdziale 1.6.2). Warto nadmienić, że w tym procesie na skutek chwilowego zwierania części uzwojenia regulacyjnego wydziela się duża ilość mocy i ciepła Joule'a, przy czym największe straty w miedzi występują dla pozycji PPZ z minimalną liczbą efektywnych zwojów. Operacja odwracania realizowana jest za pomocą zmieniacza będącego częścią wybieraka PPZ lub za pomocą wybieraka kombinowanego. Nominalne wartości przekładni wybierane są zazwyczaj w pozycji środkowej lub neutralnej PPZ.

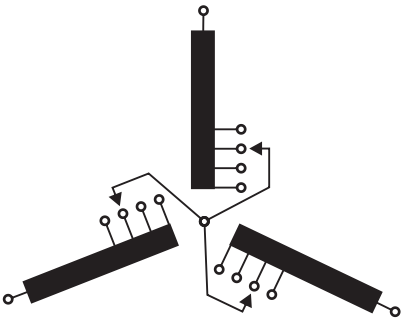
Zastosowanie podwójnego przełącznika zmieniającego kierunek uzwojenia (rys. 1.5.c) eliminuje odłączanie uzwojenia regulacyjnego w czasie operacji odwracania. Z kolei za pomocą przełącznika regulacji zgrubnej (rys. 1.5.d) uzwojenie regulujące przyłączane jest albo do zaczepu dodającego albo do odejmującego uzwojenie regulacji zgrubnej. Również w tym przypadku, w trakcie operacji przełączania uzwojenia regulacji zgrubnej, uzwojenie regulacyjne odłączane jest od uzwojenia głównego (określone układy uzwojeń mogą spowodować podobne problemy z rozłączaniem jak powyższe, dodatkowo należy określić

szeregową impedancję uzwojeń regulacji zgrubnej i regulacyjnego – patrz rozdział 1.6.3). W takim przypadku najmniejsze straty w miedzi osiągane są w pozycji najmniejszej efektywnej liczby zwojów. Jednak z tą zaletą związana jest konieczność zastosowania materiałów izolacyjnych o znacznie lepszych właściwościach oraz wymaga większej liczby zwojów.

Wielostopniowa regulacja zgrubna (rys. 1.5.e) umożliwia powielenie zakresu regulacji. Używa się jej głównie w transformatorach stosowanych do zasilania procesów przemysłowych (transformatory prostownikowe lub piecowe). Przełącznik pozycji uzwojenia zgrubnego także jest częścią podobciążeniowego przełącznika zaczepów. Jego parametry zależą od wymagań stawianych przez system elektroenergetyczny oraz warunki eksploatacji i dobierane są do konkretnych przypadków. Układy te stosowane są przeważnie w transformatorach dwuuzwojeniowych oraz w autotransformatorach i przesuwnikach fazowych. Umiejscowienie uzwojenia regulacyjnego, a co za tym idzie także PPZ, zależy od konstrukcji transformatora oraz postawionych przez użytkownika wymagań.

1.3.2. PRZYKŁADY STOSOWANYCH UKŁADÓW POŁĄCZEŃ UZWOJEŃ

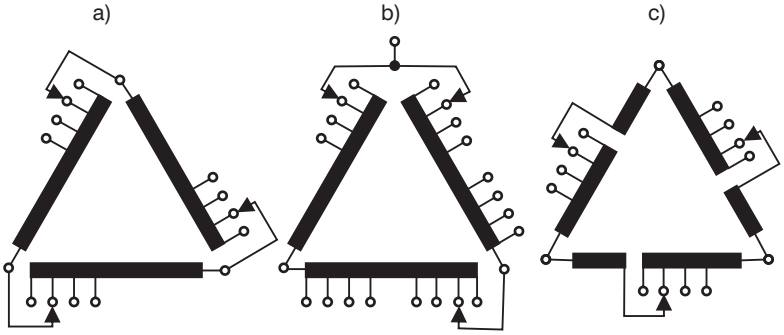
Transformatory dwuuzwojeniowe o uzwojeniach łączonych w gwiazdę mają regulację umiejscowioną na neutralnym końcu, jak przedstawiono to na rysunku 1.6. Dzięki temu rozwiązaniu konstrukcje PPZ oraz uzwojeń regulacyjnych są relatywnie proste i zwarte.



Rys. 1.6. PPZ na neutralnym końcu uzwojenia regulacyjnego

Regulacja uzwojeń łączonych w trójkąt (rys. 1.7) wymaga użycia trójfazowego PPZ, w którym stosuje się izolację międzyfazową na najwyższe występujące napięcie (rys. 1.7.a) lub trzech jednofazowych PPZ albo kombinacji jednofazowego i dwufazowego PPZ (rys. 1.7.b). Warto podkreślić, że istniejące możliwości technologiczne pozwalają wyprodukować trójfazowy PPZ z izolacją międzyfazową do 145 kV (BIL 650 kV). Dlatego w celu zmniejszenia międzyfazowych naprężeń napięciowych w PPZ regulującego uzwojenia połączone w trójkąt stosuje się trójbiegunowy układ PPZ podłączony do środków uzwojeń (Rys. 1.7.c).

Na rysunku 1.8 przedstawiono szereg połączeń PPZ stosowanych w układach regulacji napięcia z wykorzystaniem autotransformatorów. W zależności od ich zakresu regulacji, warunków oraz warunków pracy systemu elektroenergetycznego i ograniczeń stawianych przez ciężar oraz rozmiary autotransformatora i PPZ dobiera się optymalny schemat połączeń. Należy przy tym pamiętać, że autotransformatory są zawsze łączone w gwiazdę.

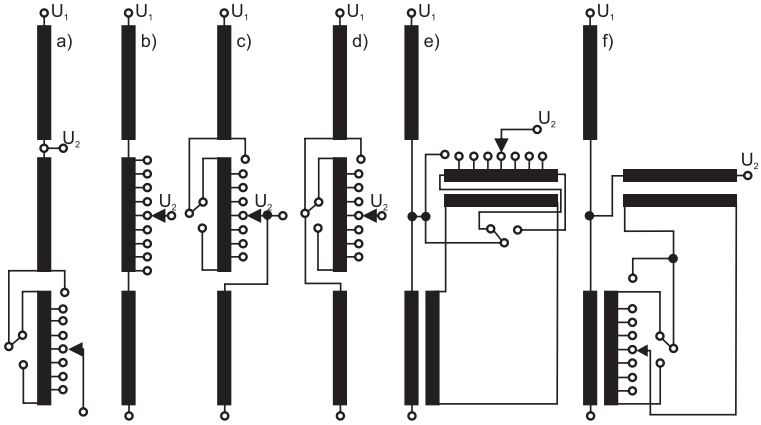


Rys.1.7. Układy regulacji uzwojeń połączonych w trójkąt. Trójbiegunowy układ liniowy na końcach uzwojeń (a), układ jedno- i dwubiegunowy na końcach uzwojeń (b), trójbiegunowy układ na środkach uzwojeń (c)

Regulacja na końcu neutralnym (rys. 1.8.a) może być stosowana z przekładnią 1:2 i średnim zakresem regulacji do 15%. Jej zasada oparta jest na regulacji strumienia magnetycznego w rdzeniu jako wyniku zmiany wartości amperozwojów uzwojenia pierwotnego.

Przedstawiony na rysunku 1.8.c schemat stosowany jest przy regulacji napięcia po stronie wysokiej U_1. Natomiast do regulacji napięcia po stronie niskiej U_2 można wykorzystać schematy podane na rysunkach 1.8.b, 1.8.d, 1.8.e oraz 1.8.f. Układy z rysunków 1.8.e oraz 1.8.f. są rozwiązaniami stosowanymi w autotransformatorze dwurdzeniowym, przy czym w tym ostatnim wykorzystuje się zmianę strumienia w transformatorze szeregowym, co nie jest rozwiązaniem najlepszym. Ma on jednak tę zaletę, że można wykorzystać neutralny koniec PPZ. W przypadku połączeń odpowiadających rysunkowi 1.8.e, transformatory główny i regulacyjny są często umieszczane w oddzielnych kadziach, aby zmniejszyć ciężar transportowy.

Jednocześnie rozwiązanie to umożliwia w pewnym stopniu realizację regulacji fazy napięcia poprzez zmianę połączeń pobudzenia w obwodzie wewnętrznym.

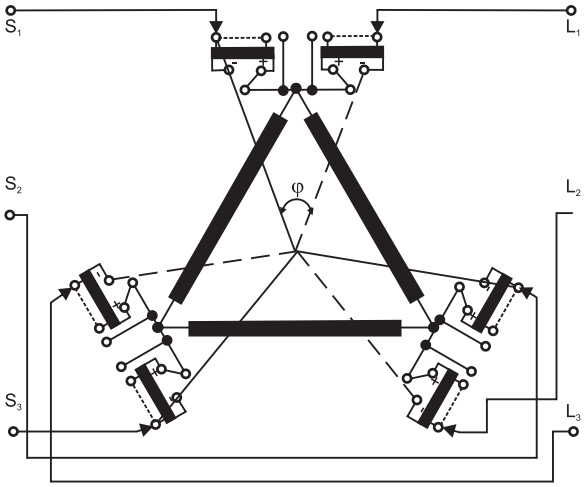


Rys. 1.8. Rodzaje połączeń PPZ stosowanych w autotransformatorach do regulacji napięcia

1.3.3. TRANSFORMATORY REGULUJĄCE FAZĘ NAPIĘCIA (PRZESUWNIKI FAZOWE)

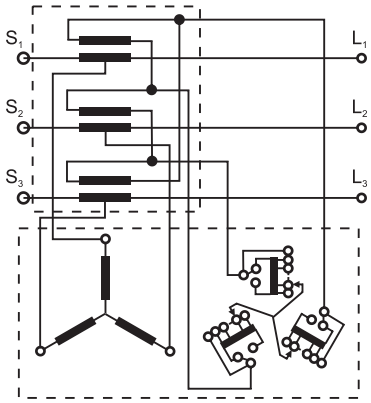
W ostatnich latach stale rośnie znaczenie transformatorów regulujących przesunięcie fazowe napiecia, stosowanych do kontroli rozpływu mocy na liniach przesyłowych w sieciach o dużych gęstościach [2]. Zapotrzebowanie na ten typ transformatorów potwierdza fakt opracowania przez IEEE „Przewodnika do stosowania, specyfikacji i badań transformatorów regulujących przesunięcie fazowe" [3].

Praktyka eksploatacyjna dowodzi, że przesuwniki fazowe często wymagają takich zakresów regulacji, które wykraczają poza standardowe rozwiązania. Aby to osiągnąć, konieczne jest stosowanie specjalnych układów połączeń. Dwa przykłady takich połączeń przedstawiono na rysunkach 1.9 oraz 1.10, przy czym pierwszy z nich dotyczy obwodu z bezpośrednią regulacją liniową na końcu uzwojenia, drugi zaś obwodu w układzie pośrednim. Z rysunku 1.9 jasno wynika w jaki sposób można dokonywać zmian kąta fazowego pomiędzy napięciami źródła a obciążeniem systemu poprzez zmianę nastaw przełącznika zaczepów.

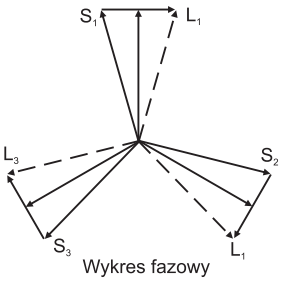


Rys.1.9. Transformator regulujący przesunięcie fazowe (przesuwnik fazowy) w układzie z połączeniem bezpośrednim

Rys. 1.10. Transformator regulujący przesunięcie fazowe (przesuwnik fazowy) w układzie z połączeniem pośrednim



Schemat połączeń



Wykres fazowy

Zakres pracy przełączników zaczepów w transformatorach regulujących przesunięcie fazowe jest znacznie szerszy niż w innych tego typu transformatorach (od 10 do 15 razy). W niektórych przypadkach, w zależności od zakresu regulacji, a w szczególności dla układów liniowej regulacji na końcach uzwojeń (rys.1.9), chwilowe przepięcia występujące podczas przełączania muszą być ograniczane przez stosowanie rezystorów o nieliniowej charakterystyce (warystorów). Ponadto, przy wyborze PPZ pojawia się dodatkowa konieczność uwzględnienia występowania dużych prądów zwarciowych, które określane są przez moc zwarciową sieci. Natomiast pozostałe właściwości przełączników zaczepów do tego typu transformatorów mogą być dobierane według typowych zasad (patrz rozdział 3.6).

Do znaczących korzyści wynikających ze stosowania transformatorów regulujących przesunięcie fazowe należy:

- redukcja strat systemu przez eliminację prądów międzyzaczepowych,
- polepszenie przepustowości sieci przez odpowiednie zarządzanie obciążeniem,
- polepszenie współczynnika mocy w sieci,
- kontrola przepływu mocy w celu spełnienia wymogów wynikających z umów.

1.4. ZAŁOŻENIA PROJEKTOWE WSPÓŁCZESNYCH PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

Poza wyborem określonego zaczepu pracy, ważną funkcją PPZ jest odpowiednie przerywanie obwodu i przenoszenie płynących w sieci prądów (rys. 1.4). Styk, po przerwaniu przepływu prądu, musi być zdolny do przyjęcia napięcia powrotnego. Tak zwana wymagana zdolność przełączeniowa (iloczyn prądu łączeniowego i napięcia powrotnego) dla danego styku w PPZ oparta jest na odpowiednim napięciu międzyzaczepowym i prądzie, lecz także wynika z konstrukcji i rodzaju obwodu PPZ. Zdolność przełączeniowa jest funkcją budowy zestyku, jego czasów własnych przełączania (czas rozwierania i zamykania), a także rodzaju medium, w którym gaszony jest łuk. W transformatorach od dawna jako medium chłodzące i izolujące stosuje się olej mineralny. Również rozwój PPZ do chwili obecnej oparty był o stosowanie tego oleju. Stąd budowa i wymiary tzw. „olejowych" PPZ determinowana była przede wszystkim przez właściwości izolujące oleju transformatorowego oraz przez zachowanie styków przełączających w procesie gaszenia łuku. Tego typu PPZ zanurzone są w oleju transformatorowym i w jego atmosferze zachodzi proces łączenia i przerywania styków. Należy podkreślić, że ta od dawna stosowana konwencjonalna technologia PPZ osiągnęła obecnie bardzo wysoki poziom i jest w stanie spełnić większość wymagań producentów transformatorów. Dotyczy to wszystkich stosowanych obecnie zakresów napięć i mocy.

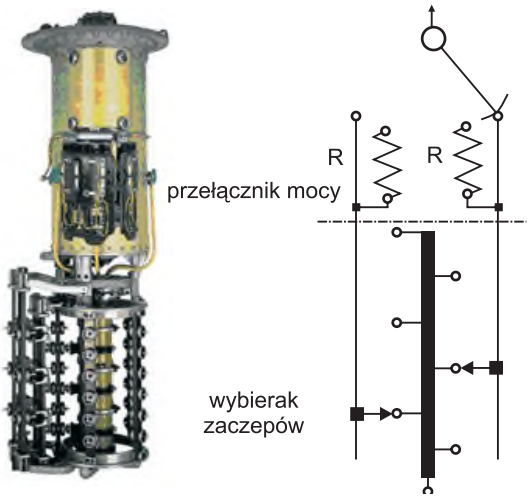
Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w rejonach miejskich, konieczność instalowania transformatorów w budynkach stwarza zapotrzebowanie na transformatory regulacyjne z ograniczonym ryzykiem pożaru. Uwzględniając dodatkowo wymogania dotyczące ochrony wód, preferuje się obecnie stosowanie transformatorów regulacyjnych, które nie zawierają oleju mineralnego czy to jako medium izolacyjne czy też gaszące łuk. Za wyjątkiem transformatorów gazowych, stosowanych głównie w Japonii, te stale rosnące wymagania spełniają transformatory suche oraz napełnione alternatywnymi cieczami izolacyjnymi.

Ze względu na używanie oleju mineralnego jako medium łączeniowe oczywistym jest, ze do tego typu transformatorów regulacyjnych nie wskazane jest stosowanie konwencjonalnych przełączników zaczepów.

Z drugiej strony w ogólnoświatowym przemyśle energetycznym od dłuższego czasu istnieje tendencja do deregulacji rynku. Jako jego część wprowadzono mechanizmy zachęcające do wyceny usług przesyłowych i inwestycji w generację i przesył energii. W konsekwencji zwiększona presja cenowa doprowadziła do zaostrzenia wymagań dotyczących niezawodności eksploatacji osprzętu transformatorowego i PPZ, a w szczególności:

- niskiej liczby awarii,
- długoterminowej, nieprzerwanej pracy transformatora regulacyjnego, co związane jest z:
  - ograniczeniem prac serwisowych,
  - wydłużenie przerw między kolejnym serwisowaniem,
- niskich kosztów eksploatacji.

Skutkiem wymienionych wymagań było pojawienie się potrzeby opracowania odpowiedniej technologii przełączania, która mogłaby spełnić nowe oczekiwania w zakresie niezawodności PPZ oraz zdolności do współpracy z transformatorami o największych mocach oraz o dużej częstotliwości łączeń.



Rys. 1.11. Zasada konstrukcji PPZ – przełącznik mocy z wybierakiem zaczepów OILTAP® M

Od lat osiemdziesiątych ub. wieku przeprowadzane są liczne próby wykorzystania technologii półprzewodnikowych w konstrukcji PPZ. M.in. wykonano PPZ, gdzie przełączenia wykonywane były wprost przez elementy półprzewodnikowe, czy też układy hybrydowe typu rezystancyjnego lub komutacyjnego. Jednak skomplikowana procedura przełączająca oraz liczne wady spowodowały, że niewiele z tych pomysłów doczekało się realizacji.

W tym samym okresie w USA z większym sukcesem w PPZ typu dławikowego zastosowano komory próżniowe. Ówczesne gabaryty komór próżniowych, zwłaszcza dla zakresu dużych prądów, spowodowały, że w przypadku PPZ montowanych wewnątrz kadzi napotkano wiele problemów. Natomiast takich ograniczeń nie było w konstrukcjach instalowanych w osobnych komorach.

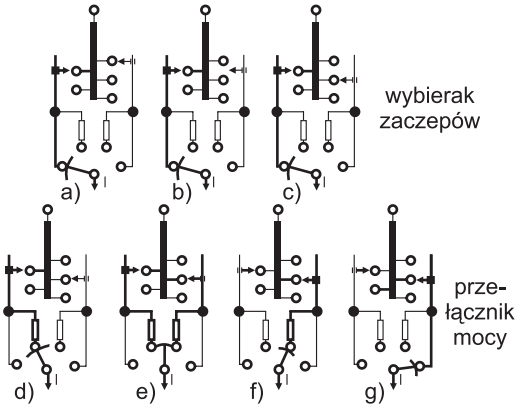
Rozwój technologii komór próżniowych spowodował, że obecnie oraz w przewidywalnej przyszłości ich zastosowanie podczas przełączania PPZ umożliwia najlepsze spełnienie współczesnych oczekiwań dotyczących jakości, niezawodności,ekonomii,czasu życia PPZ oraz zakresów parametrów znamionowych,

Dlatego wszystkie nowe konstrukcje PPZ (typu rezystorowego i dławikowego) opracowane przez Maschinenfabrik Reinhausen GmbH oparte są na próżniowej technologii przełączania. Z tego tez powodu w dalszej części rozdziału więcej uwagi poswięcono właśnie tym PPZ, które wposażone są w komory próżniowe.

1.5. OLEJOWE PPZ TYPU OILTAP®

1.5.1. OLEJOWE PPZ TYPU REZYSTOROWEGO

Konstrukcje PPZ, stosowane na większe moce i wyższe napięcia zazwyczaj składają się z osobnego przełącznika mocy i wybieraka. Natomiast dla niższych wartości mocy i napięć funkcje PPZ realizowane są za pomocą wybieraka kombinowanego. W PPZ zbudowanym z przełącznika mocy i wybieraka (rys.1.11), operacja zmiany zaczepu następuje w dwóch krokach (rys.1.12). Najpierw zaczep docelowy jest bezobciążeniowo wybierany wstępnie (preselekcja) przez wybierak (rys. 1.12, pozycje a-c). Następnie przełącznik mocy przekazuje prąd obciążenia z pracującego zaczepu na zaczep wybrany wcześniej (rys. 1.12, pozycje c-g). Cały cykl przełaczania PPZ napędzany jest mechanizmem napędu. Wybierak połączony jest przez przekładnię bezpośrednio z mechanizmem napędu. Równocześnie napinany jest sprężynowy akumulator energii, który następnie w bardzo krótkim czasie, niezależnie od ruchu mechanizmu napędu, przerzuca przełącznik mocy. Przekładnia mechaniczna zapewnia że zadziałanie przełącznika mocy nastąpi zawsze po zakończeniu operacji preselekcji zaczepu. Dla współczesnych konstrukcji czas przełączania przełącznika mocy zawiera się w granicach 40÷60 ms. W czasie jego działania włączane są rezystory ograniczające (rys. 1.12, pozycje d-f), które obciążane są przez 20÷30 ms, tym samym mogą być projektowane na obciążenia krótkotrwałe. Stąd wymiary rezystorów mogą być względnie małe. W zależności od typu konstrukcji, całkowity czas zadziałania PPZ wynosi od 3 do 10 sekund.



Rys. 1.12. Sekwencja przełączania wybieraka zaczepów i przełącznika mocy

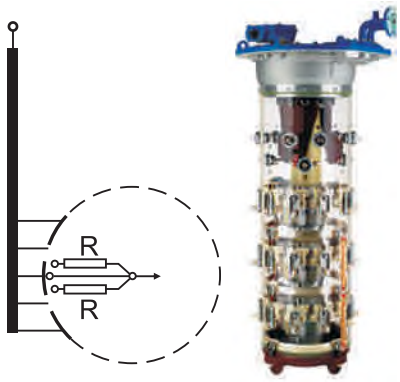
Pokazany na rysunku 1.13 przełącznik kombinowany dokonuje przełączenia zaczepu na sąsiedni w jednym kroku (rys. 1.14). Sprężynowy akumulator energii, nakręcany przez mechanizm napędu, przerzuca przełącznik, przy czym zakresy czasów przełączania i obciążania rezystora prądem (rys.1.14, pozycje b-d) są niemal identyczne jak w klasycznym, opisanym wyżej PPZ. Warto nadmienić, że proces przełączania, z uwzględnieniem wykresów fazowych szczegółowo jest opisany w załączniku A do [4], [5] i [6].

1.5.2. OLEJOWE PPZ TYPU DŁAWIKOWEGO

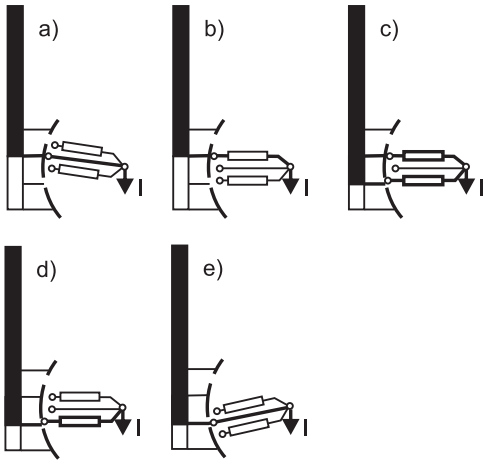
W olejowych PPZ typu dławikowego stosuje się następujące rodzaje przełączników:

- przełącznik z wybierakiem kombinowanym,
- przełącznik mocy z wybierakiem.

Wszystkie PPZ typu dławikowego są przełącznikami instalowanymi w osobnych przedziałach, gdzie dławik nie jest częścią PPZ. Projektowany jest on przez wytwórcę transformatora i ulokowany w kadzi transformatora. Obecnie Maschinenfabrik Reinhausen z olejowych PPZ produkuje tylko kombinowane przełączniki z przeznaczeniem dla transformatorów średnich mocy. Warto przy tym nadmienić, że szczegółowe informacje na temat przełączania oraz wykresy fazowe olejowego PPZ typu dławikowego można znaleźć w załączniku B do publikacji [4] i [6].



Rys. 1.13. Zasada konstrukcji przełącznika kombinowanego typu OILTAP® V



Rys. 1.14. Sekwencja przełączania przełącznika kombinowanego typu OILTAP® V

1.6. PPZ Z KOMORAMI PRÓŻNIOWYMI TYPU VACUTAP®

1.6.1. PODSTAWY TECHNOLOGII PRZEŁĄCZANIA PRÓŻNIOWEGO

Nowym standardem dla transformatorów energetycznych dużej mocy stają się obecnie dławikowe PPZ wyposażone w komory próżniowe. Bowiem na przestrzeni ostatnich dwóch dekad rozwój technologii procesów łączeniowych w próżni sprawił, że zastosowanie komór próżniowych zdominowało styczniki pracujące w ciężkich warunkach i z dużą częstością łączeń (np. klasy AC4) oraz urządzenia łączeniowe w podstacjach średnich napięć. W ten sposób komory próżniowe wyparły technologie olejowe oraz SF_6. Warto wspomnieć, że obecnie na świecie ponad 60% zapotrzebowania na wyłączniki średnich napięć pokrywane jest rozwiązaniami próżniowymi [7], [8], [9].

Sukces wykorzystywania próżni w procesach łączeniowych wynika z szeregu technologicznych właściwości, dających w zakresie niskich i średnich napięć znacząca przewagę komorze próżniowej nad konkurencyjnymi konstrukcjami.

Do tych właściwości można przede wszystkim zaliczyć [10], [11]:

- komora próżniowa jest szczelnie zamkniętym układem i z tego powodu:
  - nie występuje interakcja z otaczającym medium w czasie palenia się łuku,
  - charakterystyka i przebieg procesu łączeniowego jest stabilna i powtarzalna,
- palenie się łuku w próżni wiąże się z wydzielaniem znacznie mniejszej energii w porównaniu do łuku powstałego w oleju czy też palącego się w atmosferze SF6. To powoduje niewielkie zużycie styków, co w znaczący sposób wydłuża czas używania i zwiększa częstość łączeń:
- eliminacja medium izolacyjnego jako czynnika gaszącego łuk, co powoduje że:
  - nie powstają uboczne produkty spalania takie jak np. związki węgla, wtedy gdy stosuje się olej transformatorowy,
  - nie ma procesu starzenia medium gaszącego,
  - nie ma konieczności stosowania filtrów on-line,
  - łatwa utylizacja zuzytej komory
- praktycznie niezmienna wytrzymałość elektryczna przerwy międzystykowej przez cały okres pracy wyłącznika próżniowego,
- brak interakcji lub utleniania w czasie przełączania, co powoduje:
  - wysoki stopień rekondensacji oparów metalu na stykach wydłuża ich żywotność,
  - zapewnia niską rezystancję styków
- Niesamowicie szybkie odzyskiwanie wytrzymałości elektrycznej przerwy międzystykowej, nawet do 10 kV/μs, co powoduje że czas trwania łuku jest bardzo mały (maksymalnie jeden półokres) nawet w przypadku dużego kąta fazowego pomiędzy prądem a napięciem lub w przypadku dużej stromości napięcia dU/dt po przejściu prądu przez zero (transformatory przekształcające).

1.6.2. ZASTOSOWANIE TECHNOLOGII PRÓŻNIOWEGO PRZEŁĄCZANIA W PPZ

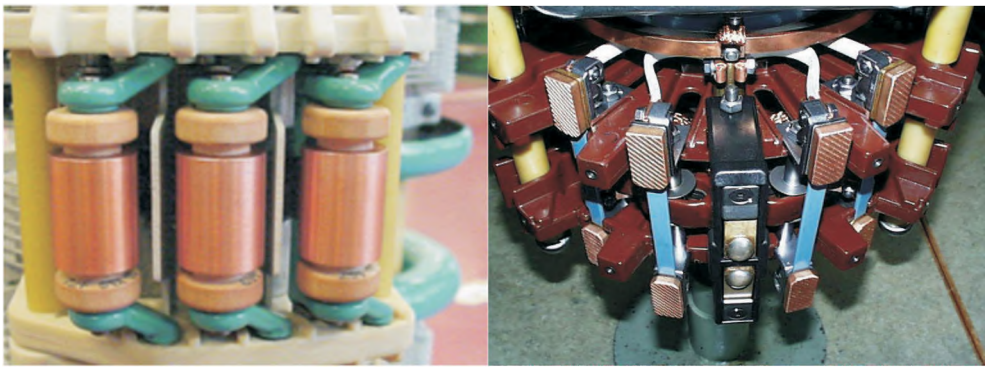
Przy projektowaniu komory próżniowej przeznaczonej do stosowania w PPZ bierze się pod uwagę następujące parametry:

- okres mechanicznej eksploatacji w oleju transformatorowym (lub zastępczym medium izolacyjnym) dla roboczych temperatur i przewidywanego czasu życia całego PPZ,

- właściwości wyłączania,
- żywotność styków,
- wymiary fizyczne.

Komory próżniowe, o charakterystykach spełniających wymagania stawiane przez PPZ typu dławikowego rozwijane są od wczesnych lat siedemdziesiątych. Te rodzaje PPZ, które instalowane są w zewnętrznych przedziałach, nie stawiają szczególnych problemów związanych z rozmiarami komory próżniowej. Inna sytuacja ma miejsce w przypadku PPZ o zwartej budowie. Obecnie, po ponad trzech dekadach rozwoju, wyłączniki próżniowe osiągnęły poziom odpowiedniego zaawansowania technicznego. Wykorzystanie współczesnych czystych technologii spawania piecowego do procesu produkcji komór, nowe konstrukcje oraz materiały zestyków dały podwaliny do opracowania niezawodnych produktów. Pojawiła się możliwość skonstruowania znacząco mniejszych komór próżniowych i zastosowania ich do PPZ typu rezystorowego, przy zachowaniu całkowitych wymiarów konstrukcji niewiele odbiegających od dotychczas stosowanych, konwencjonalnych rozwiązań tego typu (por. rys. 1.15 oraz rys. 1.16).

a) b)



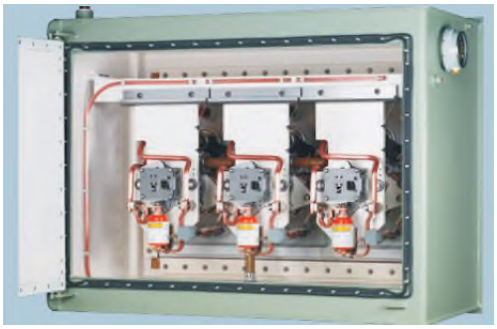
Rys. 1.15. PPZ ze stykami łukowymi tungstenowo-miedzianymi do stosowania w oleju mineralnym. Układ styków rolkowych wybieraka kombinowanego (a), układ styków przełącznika mocy (b)

Rys. 1.16. Komory wyłączników próżniowych do stosowania w różnych przełącznikach mocy

Firma Maschinenfabrik Reinhausen rozpoczeła produkcję próżniowych PPZ typu dławikowego w połowie lat osiemdziesiątych. Od wprowadzenia w 1990 roku nowej konstrukcji dławikowych PPZ z wyłącznikami próżniowymi (rys. 1.17), wyprodukowano ich ponad 5.000. Oznacza to, że eksploatowanych jest około 15.000 komór próżniowych. Zebrane doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że wykazały się one bezpieczną pracą i przewagą

nad konwencjonalnym sposobem przełączania z wykorzystaniem zespołu styków zanurzonych oleju. Przewaga ta jest szczególnie widoczna w PPZ zainstalowanych na transformatorach zasilających obiekty przemysłowe charakteryzującymi się wyjątkowo wysoką częstością operacji przełączania (np. transformatory piecowe, w których ilość przełączeń przekracza 100.000 rocznie).

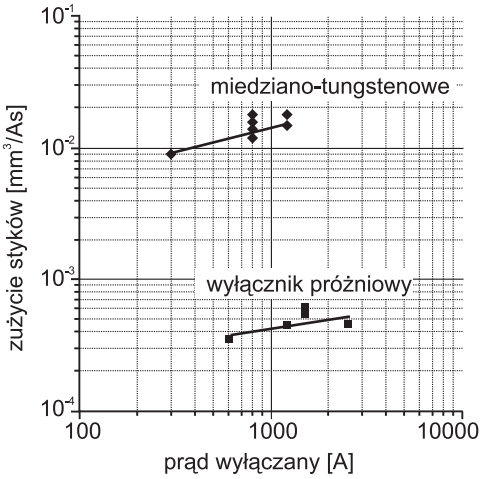
Warto podkreślić, ze niektóre PPZ z komorami próżniowymi praktycznie bezawaryjnie wykonały już ponad milion przełączeń pod obciążeniem, a ich wymiana podyktowana była tylko względami prewencyjnymi. Jak już wspomniano, takie zdolności przełączania przede wszystkim wynikają z wyjątkowo małej erozji zespołu styków w komorze próżniowej. Na rysunku 1.18 przedstawiono porównanie zużycie styków w czasie przerywania prądu dla konwencjonalnych styków tungstenowo-miedzianych zanurzonych w oleju oraz dla komór próżniowych. Wynika z niego, że stopień zużycia zespołu styków komory próżniowej jest o ponad jeden rząd wielkości mniejszy w odniesieniu do styków tungstenowo-miedzianych. Przykładowo dla prądu obciążenia rzędu 1.000 A erozja styków w komorze próżniowej jest około 30-krotnie mniejsza.



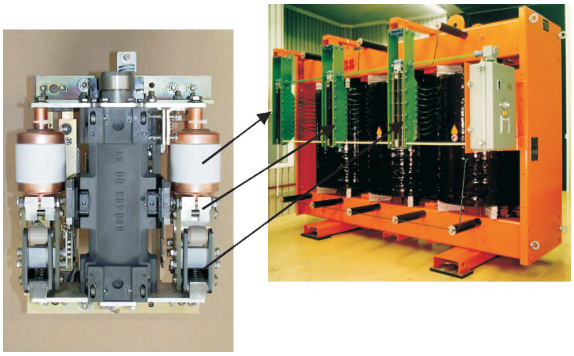
Rys.1.17. VACUTAP® RMV - próżniowy PPZ typu dławikowego z jedną komorą próżniową na fazę

Poza materiałem styków, innym j ważnym czynnikiem wpływającym na osiągane zdolności przełączalne (wartość prądów maksymalnych oraz dopuszczalna ilość przełączeń) jest także geometria styków. Zastosowanie pierścieniowych nakładek ze stopów i spieków oraz odpowiednie ukształtowanie zestyku powoduje, że w procesie rozchodzenia się zestyku łuk elektryczny jest wypychany przez siły elektrodynamiczne na zewnątrz zespołu i dopiero tam zachodzi jego gaszenie. Efekt ten skutkuje znacznym wydłużeniem żywotności styków, co daje możliwość wykonania ponad 500.000 operacji łączeniowych bez konieczności wymiany komory próżniowej.

W roku 1995 zaprojektowano pierwszy podobciążeniowy przełącznik zaczepów typu rezystorowego, w którym zastosowano komory próżniowe z myślą o użyciu go do regulacji napięcia w transformatorach suchych. Spośród innych typów PPZ wyróżnia się on tym, że pracuje w powietrzu (rys. 1.19). Do tej pory wyprodukowano i wciąż jest eksploatowanych prawie 600 jednofazowych PPZ zawierajacych 1.800 komór próżniowych.

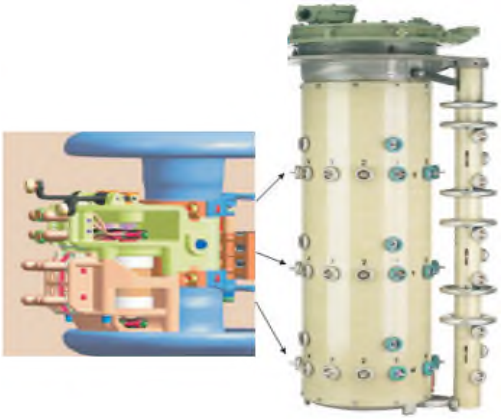


Rys. 1.18. Porównanie stopnia zużywania się konwencjonalnych styków miedziano-tungstenowych oraz styków w komorze próżniowej



Rys. 1.19. VACUTAP® VT – próżniowy PPZ typu rezystancyjnego do stosowania w transformatorach suchych

Natomiast w roku 2000 wyprodukowano pierwszy szybki PPZ typu rezystorowego z komorami próżniowymi, który przystosowany jest do montażu wewnątrz kadzi transformatora olejowego (rys. 1.20). Jest to pierwszy na świecie wewnątrzkadziowy PPZ, w którym zastosowano technologię przełączania z wykorzystaniem próżni.



Rys. 1. 20. VACUTAP® VV – próżniowy PPZ typu rezystorowego do stosowania wewnątrz kadzi transformatorów olejowych

Rys. 1.21. Podobciążeniowy przełącznik zaczepów typu VACUTAP® VR

Technologicznym rozwinięciem pierwszego wewnątrzkadziowego próżniowego PPZ jest seria VACUTAP® VR 1300, która począwszy od roku 2006 roku zdążyła już sobie wyrobić pozytywną opinię na całym świecie (rys.1.21). Przy konstruowaniu VACUTAP® VR wykorzystano bowiem najnowsze badania z zakresu fizyki wyładowania łukowego w próżni oraz bogate doświadczenia uzyskane podczas 20-letniej eksploatacji około 8.000 próżniowych PPZ wcześniejszych typów. W rezultacie dokonanych licznych modyfikacji uzyskano w nim znaczące obniżenie kosztów eksploatacji oraz zwiększono niezawodność działania przy zapewnieniu wszystkich standardów z zakresu wymagań środowiskowych i bezpieczeństwa.

Podstawowymi zaletami PPZ typu VACUTAP® VR są:

- brak konieczności obsługi do 300.000 operacji,
- brak konieczności obsługi okresowej,
- brak konieczności obsługi dla większości zastosowań sieciowych,
- znaczące obniżenie kosztów w czasie eksploatacji,
- zwiększona dostępność transformatora,
- przyjazny środowisku z tytułu niewystępowania karbonizacji oleju (łuk pali się w zamkniętej komorze próżniowej) oraz z tym związany brak konieczności stosowania urządzeń filtrujących olej,
- wydłużony „czas życia” oleju izolacyjnego,
- przystosowany do współpracy z innymi cieczami izolacyjnymi (por. rozdział II),
- możliwość stosowania w autotransformatorach, do regulacji na początku uzwojeń łączonych w trójkąt, w transformatorach HVDC oraz w transformatorach hermetycznych,
- możliwość stosowania w strefach zagrożonych wybuchem,
- możliwość stosowania w transformatorach o szczególnie dużej częstości łączeń (transformatory piecowe),
- praktyczna kompatybilność pod względem gabarytów ze starszym olejowym PPZ typu OILTAP® R/RM i M, co w znaczny sposób wymianę ułatwia ich zamianę.

1.7. PRZEŁĄCZANIE PRÓŻNIOWYCH PPZ TYPU REZYSTOROWEGO I DŁAWIKOWEGO

Specyfika procesu przełączania z zastosowaniem komór próżniowych wymusza zasadniczo różne, w porównaniu do stosowanej w klasycznych przełącznikach olejowych, podejście do jego sekwencji. Stąd proste skopiowanie styków łączeniowych z konwencjonalnego PPZ do komory próżniowej doprowadziłoby do rozwiązań, które byłyby niepotrzebnie rozbudowane i zbyt duże. Z tego powodu opracowano specjalne konstrukcje z osobnymi zasadami przełączania, aby – z jednej strony – zredukować liczbę koniecznych komór próżniowych, a z drugiej, by prąd przełączeniowy wzrosł tylko nieznacznie. W następstwie opracowano dwa możliwe warianty konstrukcji, które omówione będą w dalszej części rozdziału.

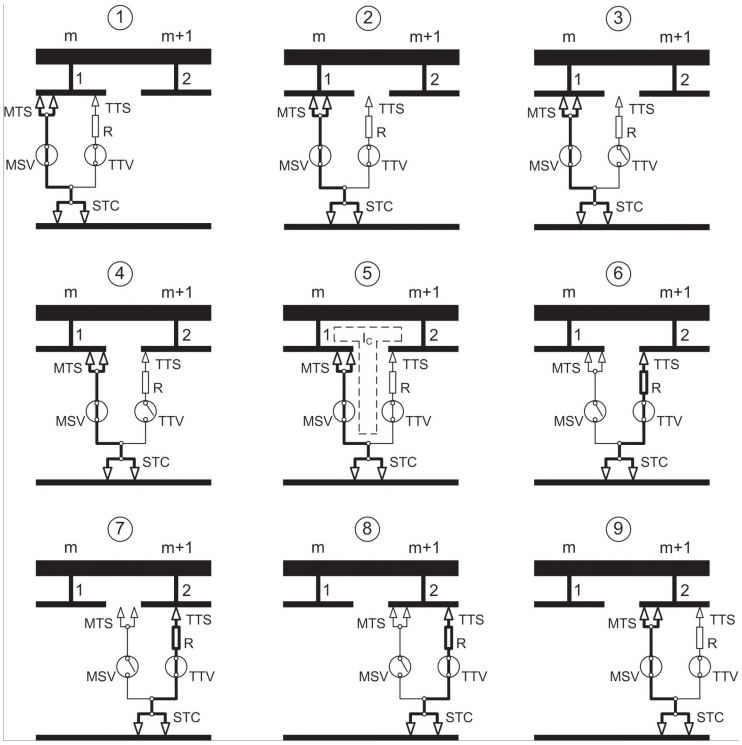
1.7.1. PRZEŁĄCZANIE PRÓŻNIOWEGO PPZ TYPU REZYSTOROWEGO – VACUTAP® VV

Zazwyczaj konwencjonalne PPZ typu rezystorowego mają osobne zestawy styków do otwierania i zamykania przełącznika mocy. Przyjęcie takiego systemu przy jednoczesnym zastosowaniu komór próżniowych wiązałoby się ze znacznym wzrostem kosztów wykonania PPZ oraz nadmiernym zwiększeniem gabarytów. Jednym ze sposobów redukcji liczby koniecznych komór próżniowych jest ich użycie zarówno do otwierania jak i zamykania obwodu. Taki sposób pracy wykorzystano w PPZ próżniowym typu rezystorowego z rysunku 1.20, natomiast sekwencję przełączaniu przedstawiono na rysunku 1.22.

Przełącznik VACUTAP® VV wyposażony jest w dwa tory: pierwszy główny tor z głównymi stykami przełączającymi (komora próżniowa MSV) i odpowiadające im główne styki wybieraka MTS są połączone szeregowo, natomiast drugi tor przejścia zawiera styki przejścia (komora próżniowa TTV), odpowiadające im styki wybieraka zaczepów TTS, które połączone są w szereg, a także rezystor przejścia R.

W pozycji wyjściowej (krok 1) na zaczepie nr 1 obie komory próżniowe mają zamknięte styki, dzięki czemu nie występuje między nimi różnica potencjału i nie płynie prąd obciążenia. Operacja przełączania rozpoczyna się wraz z otwarciem przejściowych styków wybieraka zaczepów TTS (krok 2). Styki komory próżniowej TTV w torze przejścia otwierają się (krok 3) zanim przejściowe styki wybieraka zaczepów TTS zamkną się z sąsiednim zaczepem, tym samym eliminując możliwość przedzapłonu łuku. Gdy styki przejścia wybieraka zaczepów TTS osiągają sąsiedni zaczep (krok 4), zamykają się styki komory próżniowej TTV (krok 5) i płynie się prąd międzyzaczepowy. Następnie otwierają się styki komory próżniowej MSV (krok 6) i prąd obciążenia z głównych styków wybieraka zaczepów MTS przekazywany jest na tor przejścia. Prąd obciążenia płynie teraz przez zaczep nr 2. Główne styki wybieraka mogą teraz bez obciążenia przemieścić się na następny zaczep (kroki 7 i 8). Operacja przełączania kończy się zamknięciem styków komory próżniowej MSV i zbocznikowaniem toru przejścia (krok 9).

Każda operacja przełączania kierunku zaczepu o większym numerze (m -> m + 1), zdefiniowana tutaj jako „W GÓRĘ”, odbywa się dokładnie tak jak opisano wyżej, tzn. w krokach od 1 do 9. Natomiast operacja przełączania w kierunku „W DÓŁ” odbywa się w kolejności odwrotnej, czyli w krokach od 9 do 1.



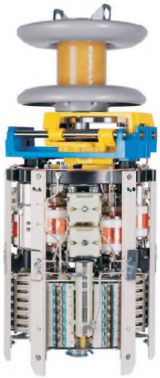
Rys. 1.22. VACUTAP® VV - sekwencja przełączania PPZ typu rezystorowego z komorami próżniowymi. **MTS** – styki wybieraka zaczepów, tor główny, **MSV** – główne styki przełączające (wyłącznik próżniowy), tor główny, **TTS** – styki wybieraka, tor przejścia, **TTV** – styki przejścia (wyłącznik próżniowy), tor przejścia, **STC** – styki przesuwne, **R** – rezystor przejścia, **IC** – prąd międzyzaczepowy, **m,** **m+1** – zaczep **m** oraz m+**1**

1.7.2. PRZEŁĄCZANIE PRÓŻNIOWEGO PPZ TYPU REZYSTOROWEGO– VACUTAP® VR

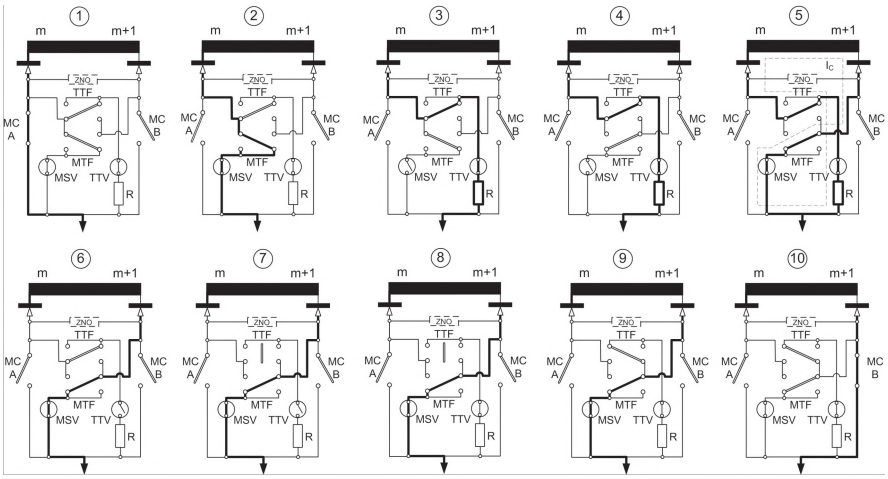
Podstawowe parametry i założenia konstrukcyjne VACUTAP® VR (rys. 1.23), tzn. liczba komór próżniowych i torów prądowych (jeden tor główny i jeden tor przejścia) są takie jak w VACUTAP® VV. Jednak ze względu na to, że ta wersja PPZ przeznaczona jest na wyższe prądy znamionowe, co wymaga wyższej zdolności przenoszenia prądu ciągłego (roboczego) przez szeregowo połączone komory MSV oraz MTF, musiała ulec modyfikacji zarówno metoda jak i sekwencja przełączania. Przede wszystkim zastosowano dodatkowe obwody bocznikujące komory w pozycjach wyjściowych (strona A i B), które są zamykane i otwierane przez styki główne (MCA i MCB). Natomiast zmodyfikowaną sekwencję operacji przełączania przedstawiono na rysunku 1.24.

Na początku styki obu komór próżniowych są zamknięte (krok 1), co powoduje że nie nie występuje miedzy nimi różnica potencjału i nie płynie prąd obciążenia. Sekwencja przełączania zaczepów rozpoczyna się wraz z otwarciem MCA, który przenosi prąd obciążenia z toru prądu ciągłego (roboczego) na tor główny, gdzie płynie przez MSV i MTF (krok 2). Następnie styki komory próżniowej MSV otwierają się (krok 3) i przekazują prąd obciążenia

z toru głównego na tor przejścia, gdzie płynie on przez TTF, TTV oraz rezystor przejścia R. Teraz MTF przełącza się (bez obciążenia) ze strony A na stronę B (krok 4) przełączając MSV (wciąż w stanie odłączenia) ze strony A na stronę B. MSV zamyka się wtedy ponownie (krok 5) i pojawia się prąd międzyzaczepowy. W tym momencie zarówno przez MSV, jak i MTF przepływa suma prądu obciążenia i prądu międzyzaczepowego. Następnie otwiera się TTV (krok 6), przerywając prąd międzyzaczepowy. TTF rozpoczyna przełączanie ze strony A na stronę B (krok 7), a w tym czasie ponownie się zamyka TTV (krok 8). TTF przyłączany jest do strony B wraz z zamknięciem się TTV (krok 9). Jednakże TTF nie jest zamykany pod obciążeniem, gdyż strona B jest już zbocznikowana przez główny tor MSV/MTF. Ostatnim elementem sekwencji przełączania zaczepu (krok 10) jest zamknięcie MCB i przekazanie prądu obciążenia na tor obciążenia ciągłego (roboczego).



Rys. 1.23. PPZ typu rezystorowego VACUTAP® VR – przełącznik mocy



Rys. 1.24. Sekwencja przełączania PPZ typu rezystorowego VACUTAP® VR.
MSV – główne styki przełączające (wyłącznik próżniowy), tor główny, **MTF** – łącznik toru przejścia, tor główny, **TTV** – styki przejścia (wyłącznik próżniowy), tor przejścia, **TTF** – łącznik toru przejścia, tor przejścia, **MCA** – główne styki po stronie A,
MCB – główne styki po stronie B, **ZNO** – ochronnik ZNO, **R** – rezystor przejścia

Operacja przełączania w tym kierunku zaczepów o wyższym numerze (m -> m+1), zdefiniowana tutaj jako „W GÓRĘ”, odbywa w sekwencji kroków od 1 do 10. Natomiast, w przeciwieństwie do VACUTAP® VV, sekwencja przełączania zaczepów w kierunku „W DÓŁ” nie odbywa się w odwrotnej kolejności, co wynika z asymetrii zasady i trybu przełączania. Przełączanie zaczepów z B do A nie jest lustrzanym odbiciem sekwencji przełączania z A do B. Aby ją opisać (z B do A) należy w przedstawionym wyżej opisie zamienić miejscami oznaczenia A oraz B, pozostawiając kroki od 1 do 10 w niezmienionej kolejności.

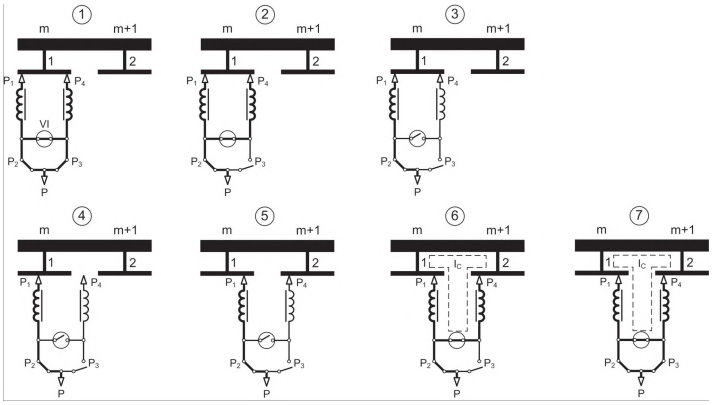
Należy podkreślić, ze przyjęcie takiego rozwiązania pozwala zoptymalizować obciążenia prądowe komór MSV i TTV, co jest rzeczą niezwykle istotną w przypadku współpracy PPZ z transformatorami dużej mocy.

1.7.3. PRZEŁĄCZANIE PRÓŻNIOWEGO PPZ TYPU DŁAWIKOWEGO – VACUTAP® RMV

Przedstawiona na rysunkach 1.25 oraz 1.26 sekwencja przełączania dotyczy takich konstrukcji, PPZ, w których stosuje się tylko jedną komorę próżniową (patrz rys. 1.17). W tym rozwiązaniu zastosowano najczęściej dziś wykorzystywaną sekwencję przełączeń w przypadku stosowania dławików do ograniczania prądu międzyzaczepowego. W celu redukcji liczby koniecznych komór próżniowych do jednego na fazę uwzględniono w niej dwa styki pomocnicze – styki przełącznika obejścia (t.zw. by-pass). Wybierak zaczepów zawiera dwa zestawy styków, które napędzane są przez dwa osobne krzyże maltańskie. Tak jak inne PPZ typu dławikowego, ten przełącznik zaczepów może pracować w sposób ciągły w pozycjach „mostkującej” i „niemostkującej”.

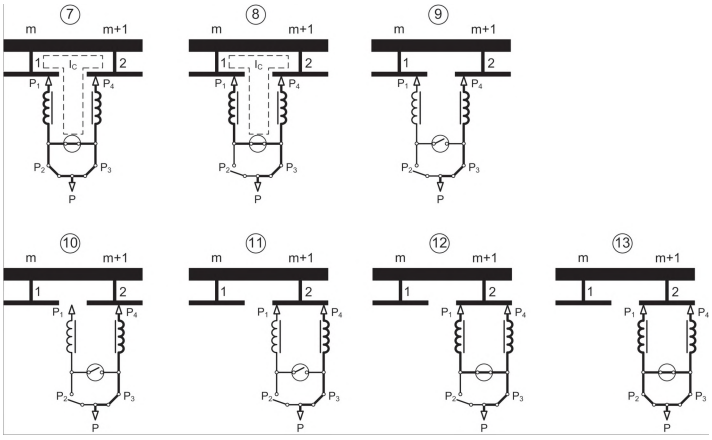
W pozycjach mostkujących dwa styki wybieraka zaczepów połączone są z dwoma sąsiednimi stykami uzwojenia regulacyjnego. Z kolei w pozycjach niemostkujących oba styki wybieraka połączone są z tym samym zaczepem uzwojenia regulacyjnego. Rysunek 1.25 przedstawia sekwencję przejścia z pozycji niemostkującej (krok 1) na mostkującą (krok 7). Dalsze przejście z pozycji mostkującej (krok 7) na niemostkującą (krok 13) przedstawiono na rysunku 1.26.

W ustawieniu w pozycji niemostkującej (rys. 1.25, krok 1) styki wybieraka PPZ i styki obejścia (by-pass) są zamknięte, tworząc dwa oddzielne tory prądowe, z których każdy przenosi 50% prądu obciążenia. Operacja przełączania zaczepów rozpoczyna się wraz z otwarciem styku P3 wyłącznika obwodu obejścia (by-pass) (krok 2). Akcja ta powoduje skierowanie połowy prądu obciążenia przez komorę próżniowy. Następnie, napędzane energią sprężyny, otwierają się styki komory próżniowej (krok 3) i łuk jest wygaszany przy pierwszym przejścia prądu przez zero. Powoduje to zmianę kierunku przepływu prądu, który teraz płynie przez tor prądowy P1-P2, co powoduje że styk P4 wybieraka zaczepów może teraz przenieść się bez obciążenia na sąsiedni zaczep (krok 4). Gdy osiągnie on już swoją nową pozycję pracy (krok 5), zamykają się styki komory próżniowej (krok 6), a po nich zamyka się przełącznik obejścia (by-pass) P3 (krok 7). PPZ jest teraz w stanie mostkującym. Stan ten charakteryzuje się tym, że przepływa prąd międzyzaczepowy IC (rys. 1.25 oraz 1.26 - krok 7), którego wartość określona jest przez różnicę napięć pomiędzy dwoma sąsiadującymi zaczepami oraz impedancję dławika.



Rys. 1.25. Sekwencja przełączania PPZ typu dławikowego z jednym wyłącznikiem próżniowym na fazę z pozycji niemostkującej na pozycję mostkującą – VACUTAP® RMV
P1, P4 – styki wybieraka, **P2, P3** – styki przełącznika obejścia (by-pass), **VI** – komora próżniowa, **P** – punkt wyjściowy, **IC** – Prąd międzyzaczepowy, **PA** – dławik, **m, m+1** – zaczep m oraz m+1

Kontynuując przełączanie do pozycji niemostkującej, sekwencja przełączania zaczepów rozpoczyna się od otwarcia styku przełącznika obejścia P2 (rys. 1.26, krok 8). Prąd płynący przez komorę próżniową jest ponownie przerywany przy jego pierwszym przejściu przez zero (krok 9). Styk wybieraka P1 może teraz przesunąć się bez obciążenia na sąsiadujący zaczep (krok 10). Gdy wybierak zaczepów P1 osiągnie nową pozycję pracy (krok 11) kończy się sekwencja przełączania i następuje zamknięcie komory próżniowej (krok 12) oraz styków łącznika obejścia (by-pass) P2 (krok 13).



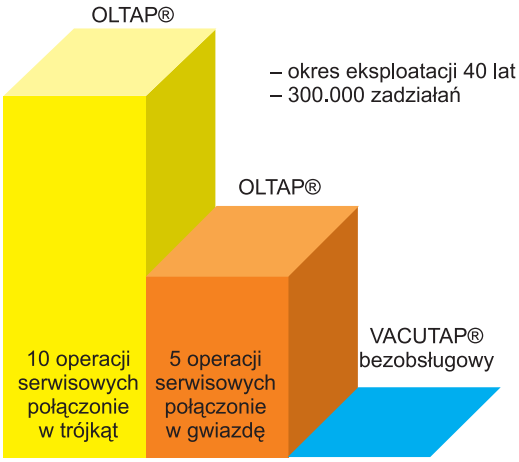
Rys. 1.26. Sekwencja przełączania PPZ typu dławikowego z jednym wyłącznikiem próżniowym na fazę z pozycji mostkującej na pozycję niemostkującą – VACUTAP® RMV
P1, P4 – Styki wybieraka zaczepów, **P2, P3** – Styki łącznika obejścia (by-pass), **VI** – Wyłącznik próżniowy, **P** – Punkt wyjścia, **IC** – Prąd międzyzaczepowy, **PA** – Dławik, **m, m+1** – zaczep m oraz m+1

1.8. ZASADY EKSPLOATACJI PRÓŻNIOWYCH PPZ TYPU REZYSTOROWEGO – VACUTAP® VR I VV

Głównymi elementami sieci przesyłowych są transformatory energetyczne, które zwykle wyposażone są w PPZ. Z tego względu eksploatacyjna niezawodność tych transformatorów wraz z PPZ ma istotne znaczenie i musi być utrzymywana na wysokim poziomie w czasie całego okresu pracy.

Jak przedstawiono powyżej, próżniowe PPZ reprezentują duży postęp w technologii przełączników zaczepów, jednak jest to wciąż mechaniczny sprzęt łączeniowy i wymaga on odpowiedniej konserwacji. Założenia konserwacji okresowej (prewencyjnej) dla podobciążeniowych przełączników zaczepów typu olejowego oparte są na okresie pracy lub liczbie zadziałań. W zależności od tego, który z tych warunków zostanie spełniony wcześniej powinna być podejmowana decyzja o przeglądzie względnie remoncie. Natomiast w przypadku tych PPZ typu próżniowego, które zanurzone są w mineralnym oleju transformatorowym jako kryterium przeglądu lub remontu stosuje się tylko liczbę zadziałań. Należy przy tym podkreślić, że nie wymagana jest okresowa konserwacja wynikająca z określonego czasu pracy.

Za wyjątkiem specjalnych zastosowań, dla typowych stosowanych w transformatorach sieciowych PPZ typu olejowego, które pracują w punkcie gwiazdowym, zaleca się aby przegląd przełącznika odbywał się co 7 lat lub po 50.000÷100.000 zadziałań. Przy czym w tych zastosowaniach okres pracy jest czynnikiem decydującym. Tak więc uwzględniając, że typowy okres pracy transformatora wynosi ok. 40 lat, zachodzi konieczność wykonania pięciu przeglądów konserwacyjnych PPZ (rys. 1.27). Należy przy tym podkreślić, że w przypadku współpracy PPZ z uzwojeniem w układzie trójkątnym koszty eksploatacyjne są wyższe, gdyż w zależności od warunków pracy (np. na końcu uzwojenia lub bez filtra oleju), konieczne jest wykonanie od 6 do 10 napraw serwisowych (rys. 1.27).



Rys. 1.27. Utrzymanie PPZ w okresie pracy w typowych zastosowaniach sieciowych

Natomiast w przypadku PPZ typu rezystorowego wyposażonego w komory próżniowe przeglądy serwisowe powinny być wykonywane po 300.000 zadziałań. Oznacza to, że

w standardowych warunkach pracy transformatora sieciowego nie zachodzi konieczność wykonywania przeglądu PPZ w całym okresie jego służby.

Natomiast pozostałe zalecenia eksploatacyjne dla obu typów przełączników zaczepów są bardzo zbliżone. Koncentrują się one głównie na sprawdzeniu i porównaniu stanu technicznego pozostałego wyposażenia elektrycznego i mechanicznego ze stanem nowego przełącznika. Ponieważ wymagania serwisowe między okresowymi przeglądami dla próżniowych PPZ są minimalne to mogą być one łatwo połączone z typowymi badaniami transformatora. Zalecane jest przy tym, aby zawierały one następujący zakres badań:

- wizualne sprawdzenie jednostki napędu,
- sprawdzenie przekaźników zabezpieczeniowych przełącznika zaczepów,
- badanie oleju w przełączniku zaczepów (wytrzymałość elektryczna jest tu kryterium decydującym),
- standardowe sprawdzanie systemu odpowietrzającego (żel silikonowy).

W eksploatacji próżniowych PPZ znaczące oszczędności można osiągąć się przez eliminację, powszechnie obecnie stosowanych w konwencjonalnych PPZ, systemów filtracji on-line. Należy podkreślić, że taki system filtracji, oprócz kosztów wstępnych, generuje znacze koszty eksploatacyjne w czasie całego okresu eksploatacji transformatora.

Dodatkowe zalety stosowania próżniowych PPZ, które wpływają na koszty eksploatacji w czasie całego okresu pracy, wynikają m.in. z:

- dłuższej nieprzerwanej gotowości transformatora do pracy,
- uproszczonej logistyki serwisowej,
- ochrona zasobów naturalnych i środowiskowych jako rezultatu redukcji ilości wymian oleju, półproduktów oraz zużytych styków.

1.9. DOBÓR PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

1.9.1. WYMAGANIA OGÓLNE

Ogólnie rzecz ujmując, PPZ są projektowane, badane, dobierane oraz eksploatowane zgodnie z normami IEEE i IEC [4], [5], [12], [13].

Dla prawidłowego doboru odpowiedniego PPZ do konkretnego transformatora konieczna jest znajomość następujących danych:

- wartość mocy nominalnej transformatora w MVA,
- konfiguracja uzwojenia regulacyjnego (gwiazda, trójkąt lub połączenie jednofazowe),
- napięcie znamionowe oraz zakres regulacji,
- liczba roboczych pozycji zaczepów,
- poziom izolacji doziemnej,
- wytrzymałość elektryczna udarowa izolacji wewnętrznej oraz przy częstotliwości sieciowej.

Na podstawie tych informacji można uzyskać podstawowe dane dotyczące PPZ, t.zn.:

- prąd nominalny I_u,
- znamionowe napięcie międzyzaczepowe U_i,
- znamionową zdolność przełączania $P_{st} = U_i \times I_u$.

Z kolei powyższe dane pozwalają dobrać odpowiedni przełącznik zaczepów, w następującym zakresie:

- typ PPZ,

- liczbę biegunów,
- napięcie znamionowe PPZ,
- gabaryty przełącznika zaczepów oraz jego układu izolacyjnego,
- podstawowy układ połączeń.

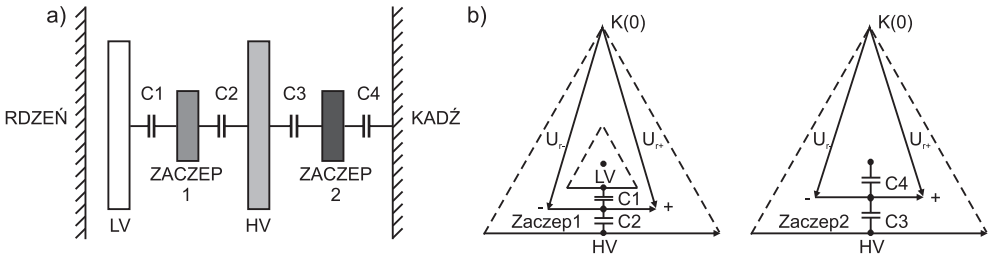
W przypadku konieczności mogą również zostać określone następujące uzupełniające dane przełącznika zaczepów, w tym:

- zdolność wyłączeniowa,
- odporność przepięciową,
- dopuszczalny prąd zwarcia (zwłaszcza w przypadku zastosowań w przesuwnikach fazowych),
- żywotność styków.

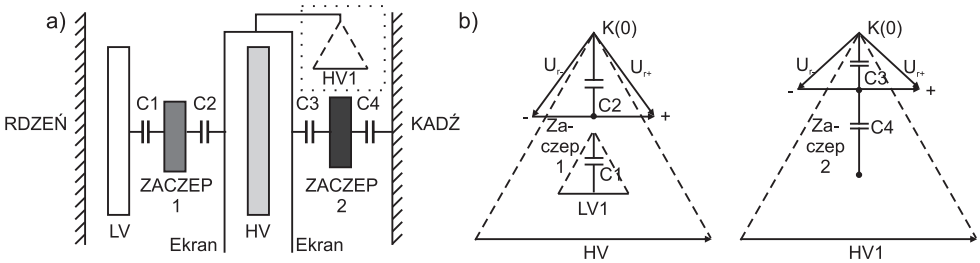
Dodatkowo istnieje konieczność sprawdzenia dwóch następujących narażeń PPZ wynikających z układu i konstrukcji transformatora:

1.9.2. ŁĄCZENIE POTENCJAŁÓW UZWOJENIA REGULACYJNEGO W CZASIE OPERACJI ODWRACANIA

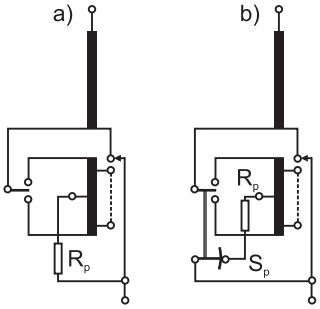
Podczas operacji odwracania lub przełączania regulacji zgrubnej, uzwojenie regulacyjne jest chwilowo odłączane od uzwojenia głównego. Proces ten powoduje, że krótkotrwale jest ono narażone na oddziaływanie napięcia indukowanego przez sąsiednie uzwojenia oraz poprzez pojemności sprzęgające do tych uzwojeń i części uziemionych. Ogólnie rzecz ujmując, napięcie to ma inną wartość w porównaniu do napięcia występującego na uzwojeniu regulacyjnym przed operacją odwrócenia. Należy przy tym podkreślić, że nadmierne wartości napięcia powrotnego na otwierających się stykach przełącznika odwracającego mogą być przyczyną niedopuszczalnych wyładowań. W przypadku, gdy napięcia te przekroczą pewną wartość graniczną (dla specjalnych serii produktów zawiera się ona w przedziale od 15 kV do 35 kV), należy podjąć środki zapobiegawcze, które uwzględniać będą kontrolę potencjałów na uzwojeniu regulacyjnym. Należy zauważyć, że szczególnie w przypadku transformatorów przesuwających fazę z regulacją na końcu uzwojenia (np. rys. 1.9) , duże wartości napięcia powrotnego mogą się pojawić jako skutek odpowiedniej konfiguracji uzwojeń. Rysunek 1.28 przedstawia typowy układ uzwojeń w transformatorze przesuwającym fazę o regulacji liniowej na końcach uzwojeń (por. rys. 1.9). Natomiast na rysunku 1.29 przedstawiono schemat tego układu bez ograniczania wartości napięcia. Jak można zauważyć, napięcia powrotne występujące na stykach przełącznika odwracającego zawierają się w zakresie napięć systemowych po stronie źródła i obciążenia. Oczywistym jest, że PPZ nie może wykonywać operacji łączeniowych przy tak wysokim napięciu. Fakt ten należy uwzględnić już na etapie projektowania transformatora przesuwającego fazę [2], [3], [4], [6].



Rys. 1.28. Przesuwnik fazowy z rysunku 1.9. Typowy układ uzwojeń z dwoma uzwojeniami regulacyjnymi (a), wykres fazowy napięć powrotnych (Ur+, Ur-) dla uzwojeń regulacyjnych 1 i 2 (b)



Rys. 1.29. Przesuwnik fazowy z rysunku 1.9. Układ uzwojeń z dwoma uzwojeniami regulacyjnymi i ekranami (a), wykres fazowy napięć powrotnych (Ur+, Ur-) dla uzwojeń regulacyjnych 1 i 2 (b)

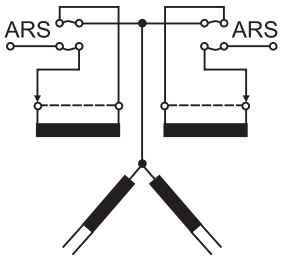


Rys. 1.30. Metody włączenia potencjału (przełącznik odwracający w położeniu pośrednim). Zamontowany na stałe rezystor RP (a), przełącznik potencjału SP i rezystor RP (b)

Istnieją trzy możliwości rozwiązania powyższego problemu:

- Pierwszą możliwością obniżenia wartości napięć powrotnych jest montaż ekranów pomiędzy uzwojeniami. Ekrany te muszą mieć potencjał ruchomego styku 0 przełącznika odwracającego (rys. 1.9). Zasadę tę dobrze ilustruje porównanie wykresów wskazowych zamieszczonych na rysunkach 1.28 oraz 1.29.
- Drugą możliwością jest połączenie uzwojenia regulacyjnego do stałego potencjału przez rezystor włączony w obwód na stałe lub przez rezystor załączany w obwód tylko w czasie operacji przełączania. Rezystor ten zazwyczaj włączony jest między środkiem uzwojenia regulacyjnego i zaciskiem prądowym PPZ (rys. 1.30).
- Trzecią możliwością jest zastosowanie łącznika ARS (advance retard switch) jako przełącznika odwracającego (rys.1.31). To dodatkowe urządzenie umożliwia wykonanie przełączania w dwóch krokach, przy jednoczesnym zapewnieniu bezprzerwowego

połączenia uzwojenia regulacyjnego z wybranym potencjałem podczas całej operacji. Jednak ze względu na wysoki stopień skomplikowania tej metody, stosowana jest ona tylko w przesuwnikach fazowych dużych mocy.



Rys. 1.31. Przesuwnik fazowy –przełączanie przy wykorzystaniu łącznika ARS

W procesie bezprzerwowego łączenia uzwojeń regulacyjnych najczęściej stosowane są rezystory przejścia. Dla poprawnego ich dobrania niezbędne jest uwzględnienie następujących danych:

- wszystkie podstawowe parametry transformatora, tj.: moc, napięcia górne i dolne wraz z zakresem regulacji, połączenie uzwojeń, poziomy izolacji,
- rodzaj konstrukcji uzwojenia, tj. umiejscowienie uzwojenia regulacyjnego w stosunku do sąsiadujących uzwojeń, bądź ich części (w przypadku uzwojeń warstwowych),
- napięcia wzdłuż uzwojenia oraz potencjału uzwojeń sąsiadujących z uzwojeniem regulacyjnym,
- pojemności pomiędzy uzwojeniem regulacyjnym a sąsiadującymi uzwojeniami lub ich częściami,
- pojemności pomiędzy uzwojeniem regulacyjnym a potencjałem ziemi, bądź – o ile istnieje – uziemionym sąsiednim uzwojeniem,
- wartość przepięć wzdłuż połowy uzwojenia regulacyjnego,
- napięcia robocze i probiercze wzdłuż połowy uzwojenia regulacyjnego dla częstotliwości sieciowej.

LITERATURA

[1] Goosen, P.V. Transformer accessories, (On behalf of Study Committee12), CIGRE, 2–104, 1996

[2] Kraemer, A. and Ruff, J., Transformers for phase angle regulation, considering the selection of on-load tap-changers, IEEE Trans. Power Delivery, 13 (2), April 1998

[3] IEEE Std C57.135–2001, IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers

[4] IEEE Std C57.131–1995, IEEE Standard Requirements for Load Tap-Changers

[5] IEC International Standard 60214–1:2003, Tap-Changers, Part 1:Performance requirements and test methods

[6] Kraemer, A., “On-Load Tap-Changer for Power Transformers, Operation, Principles, Applications and Selection,” MR Publication, ISBN 3-00-005948-2

[7] Slade, P. G., “Vacuum Interrupters: The New Technology for Switching and Protec-

ting Distribution Circuits," IEEE Transactions on industry applications. Vol. 33 No. 6, November/December 1997, pp. 1501–1511
[8] Reininghaus, U., Saemann, D., "Schalten im Vakuum – das bewährte Schaltprinzip für die Mittelspannung," etz 1997. H.12, pp. 14 – 17
[9] Saemann, D., "Vakuumschalttechnik – Prinzip für das nächste Jahrzehnt," etz Elektrotech. + Autom. 120 (1999) H. 6, pp. 26–29
[10] Dohnal, D., Kurth, B., "Vacuum Switching, A Well Proven Technology Has Found its Way into Resistance-Type Load Tap Changers", in Proc. 2001 IEEE Transmission and Distribution Conference
[11] Dohnal, D., Kraemer, A., Vacuum Switching Technology in On-Load Tap-Changers becomes state of the Art for Regulating Transformers in Proc. CEPSI 2002 Fukuoka; The 14th Conference of the Electric Power Supply Industry
[12] IEC Standard Publication 60542, Application Guide for On-Load Tap-Changers, 1976, First Amendment 1988
[13] Grigsby, L. L., "The Electric Power Engineering Handbook," CRC Press LLC, 2001, pp. 3–184 – 3–204, ISBN 0-8493-8578-4

2. BIODEGRADOWALNE CIECZE STOSOWANE W PRZEŁĄCZNIKACH ZACZEPÓW

2.1 WPROWADZENIE

Używane w transformatorach ciecze izolacyjne muszą pełnić zarówno funkcję izolacji elektrycznej jak i czynnika odprowadzającego ciepło od gorących podzespołów. Ciecze te muszą również posiadać odpowiednią wytrzymałość elektryczną aby wytrzymać naprężenia dielektryczne w eksploatacji i podczas prób, a także korzystną kombinację przewodności cieplnej, ciepła właściwego i lepkości aby zapewnić skuteczne odprowadzanie ciepła przy określonej konstrukcji transformatora. Co więcej, powinny one być również chemicznie obojętne w stosunku do materiałów izolacyjnych, a podczas eksploatacyjnego starzenia nie mogą powodować degradacji podzespołów transformatora.

Jak do tej pory, najczęściej stosowaną cieczą w izolacji transformatora jest olej mineralny, który spełnia wymagania międzynarodowej normy IEC 60296 [1], amerykańskiego stowarzyszenia materiałoznawstwa ASTM D3487 [2] i innych podobnych norm. Olej mineralny jest materiałem wypróbowanym, dostępnym w wielkiej ilości i stosunkowo niedrogim. Dlatego powszechnie stosuje się go tam, gdzie nie wymagany jest szczególnie wysoki stopień niepalności i ochrony środowiska.

Z drugiej strony wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w wielkich miastach zmusza do wprowadzenia sieci wysokiego napięcia do gęsto zaludnionych obszarów i instalowania transformatorów w centrum miasta. Takiemu działaniu często towarzyszy zaniepokojenie opinii publicznej, która czuje się zagrożona bezpośrednim sąsiedztwem aparatury wysokonapięciowej i obawia się ekologicznych skutków z tytułu potencjalnej awarii urządzeń stacji WN. Stąd coraz ostrzejsze przepisy dotyczące ochrony środowiska w celu zmniejszenia ryzyka pożaru oraz zakresu szkód spowodowanych awarią lub eksplozją transformatorów i aparatów WN, które wymagają stosowania w instalowanych urządzeniach cieczy o zmniejszonej palności, a w szczególnych przypadkach całkowicie niepalnych. Ponadto takie ciecze muszą również ulegać naturalnemu rozkładowi, czyli posiadać właściwości biodegradowalne. Z dostępnych obecnie cieczy, które w większym lub mniejszym stopniu spełniają te wymagania można wymienić:

- węglowodory o dużej wadze molekularnej (HMWH),
- oleje silikonowe,
- estry syntetyczne,
- estry naturalne.

Jednakże, niewątpliwe ich zalety dotyczące bezpieczeństwa pracy są w znacznym stopniu kompensowane przez inne niepożądane właściwości, które zależą w dużej mierze od warunków pracy. Stąd zakres stosowania poszczególnych cieczy biodegradowalnych, ich możliwości współpracy z wybranymi aparatami WN wymaga szczegółowej oceny. W dalszej części rozdziału omówiona będzie możliwość zastosowania cieczy biodegradowalnych do podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ).

2.2. GŁÓWNE PARAMETRY KONSTRUKCYJNE PPZ

Zrozumienie zasad doboru cieczy izolacyjnych do stosowania w PPZ wymaga choćby skrótowego omówienia jego podstawowych parametrów konstrukcyjnych oraz zespołu właściwości, którymi powinny być obdarzone te ciecze.

Transformatory trójfazowe o mocy przekraczającej 2.5 MVA (kategorii II) są najczęściej konstruowane jako regulacyjne, utrzymujące niezmienny poziom napięcia po stronie obciążenia. Dlatego wyposażone są one w podobciążeniowy lub nastawny przełącznik zaczepów, który umożliwia regulację napięcia po stronie odbiorcy. Warunki pracy PPZ, t.zn. przełączenia styków pod obciążeniem, dodatkowe wydzielanie się mocy z możliwością powstawania wyładowań łukowych, mechaniczna współpraca ruchomych części oraz zapewnienie długotrwałej bezawaryjnej eksploatacji narzuca dodatkowe wymagania w stosunku do stosowanej cieczy izolacyjnej.

2.2.1. WŁAŚCIWOŚCI DIELEKTRYCZNE

Przełącznik zaczepów zawiera wiele odstępów izolacyjnych, które zostały starannie dobrane dla zapewnienia dostatecznej wytrzymałości elektrycznej przy pracy w środowisku oleju mineralnego. Stosowane w standardowych konstrukcjach PPZ duże odstępy między fazami oraz pomiędzy fazą a obudową, na ogół posiadają znaczny zapas wytrzymałości elektrycznej i tym samym nie są krytyczne dla wytrzymałości całego układu. Natomiast małe odstępy pomiędzy odczepami uzwojenia regulacyjnego przy zastosowaniu innych cieczy dielektrycznych mogą mieć niewystarczającą wytrzymałość elektryczną, zwłaszcza że w tej części konstrukcji przełącznika występuje nierównomierny rozkład naprężeń elektrycznych. W konsekwencji, w przypadku jeśli zastosowano inną niż olej mineralny ciecz izolacyjną muszą być powtórnie przeprowadzone próby napięciowe zarówno napięciem przemiennym jak i udarowym.

Przy przełączaniu zaczepów pomiędzy stykami przełącznika olejowego typu OILTAP® zapala się łuk elektryczny i wydzielone w tym procesie ciepło musi być odprowadzone przez otaczającą ciecz. Ponadto wysoka temperatura powoduje rozkład pewnej ilości cieczy izolacyjnej. Należy podkreślić, że zachodzące zjawiska w cieczy otaczającej palący się łuk opisuje skomplikowany i trudny do rozpoznania mechanizm, który jest zależny m.in. od rodzaju ciekłego dielektryka. Natomiast w przełącznikach próżniowych typu VACUTAP® łuk elektryczny jest zamknięty wewnątrz komory próżniowej i tym samym nie powoduje żadnej interakcji z cieczą izolacyjną.

Z powyższych powodów Maschinenfabrik Reinhausen do pracy z komorą łącznika mocy wypełnioną biodegradowalnymi cieczami kwalifikuje jedynie przełączniki typu VACUTAP®.

Łuk elektryczny o małej mocy pojawia się także na stykach zmieniacza podczas rewersji uzwojenia regulacyjnego. Wprawdzie gaszenie łuku zasilanego prądem pojemnościowym jest trudne, jednakże taki łuk zwykle powoduje rozkład tylko nieznacznej objętości cieczy izolacyjnej.

2.2.2. SMAROWANIE

Wszystkie ruchome części mechaniczne PPZ muszą być smarowane, aby osiągnął on oczekiwany czas życia technicznego i zapewniał bezpieczne działanie w okresie pomiędzy kolejnymi przeglądami.

Smarowanie ma wpływ na czas trwania kolejnych kroków przełączania łącznika mocy, który napędzany jest sprężynami. Po wyzwoleniu napędu sprężynowego, łącznik mocy musi przenieść obciążenie z jednego położenia regulacji na następny bez pomocy żadnego zewnętrznego napędu, a właściwy czas otwierania się i zamykania styków musi być zapewniony w każdych warunkach pracy.

2.2.3. ZACHOWANIE SIĘ CIECZY BIODEGRADOWALNEJ W SZEROKIM ZAKRESIE TEMPERATURY

Temperatura cieczy izolacyjnej w transformatorze w eksploatacji może zmieniać się od -25°C do +115°C. W tym zakresie temperatury kinematyczna lepkość cieczy izolacyjnej ulega istotnym zmianom, co wpływa na czas trwania kolejnych kroków przełączania łącznika mocy. Podobny wpływ ma zmiana własności smarnych tego płynu. Jeśli lepkość cieczy zwiększa się nadmiernie to czas przełączania może przekroczyć dopuszczalną wartość.

2.2.4. WŁASNOŚCI CIEPLNE CIECZY IZOLACYJNYCH

W PPZ ciecz, podobnie jak ciecz chłodząca uzwojenia transformatora, musi chłodzić styki przewodzące prąd, rezystory ograniczające prąd obciążenia oraz elementy, przez które płynie prąd międzyzaczepowy. Ciepło wydzielane w tych elementach w krótkim czasie przełączania zaczepów musi być w pełni zaabsorbowane przez ciecz znajdująca się w komorze PPZ a następnie powoli odprowadzane do cieczy w kadzi transformatora. Ilość ciepła jaka jest wytwarzana w komorze PPZ zależy od mocy przełączalnej na jeden stopień regulacji. Natomiast ten problem nie występuje w PPZ z dławikami ograniczającymi prąd obciążenia i prąd międzyzaczepowy, ponieważ w dławiku nie są wydzielane znaczące straty czynne.

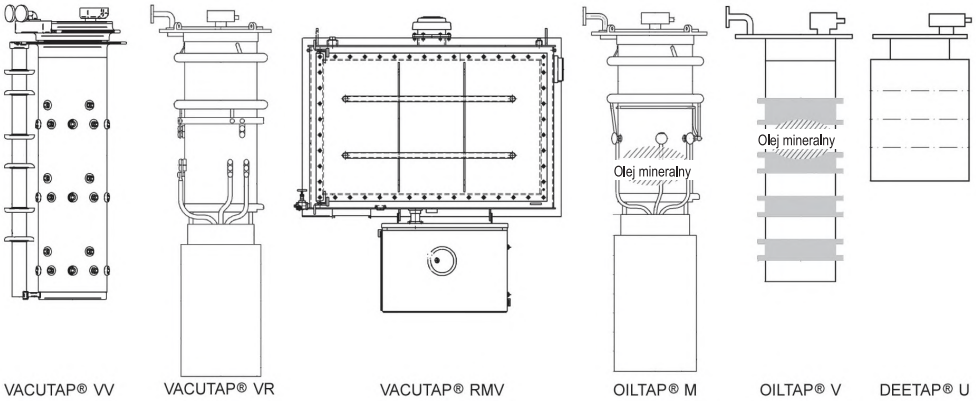
Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, dobór cieczy biodegradowalnych do stosowania w PPZ o specjalnej konstrukcji stanowi trudne zagadnienie, którego rozwiązanie wymaga przeprowadzenia wielu badań i prób. W tym celu Maschinenfabrik Reinhausen opracowała program prób głównych parametrów konstrukcyjnych i kompatybilności materiałów oraz badania ich właściwości, jak również zachowania się podczas naturalnego starzenia w eksploatacji. Zgodnie z tym programem prowadzone są próby każdego badanego typu PPZ i każdej innej niż olej cieczy izolacyjnej, która jest rozważana do stosowania w PPZ.

2.3. PRZEŁĄCZNIKI ZACZEPÓW Z CIECZAMI BIODEGRADOWALNYMI

Obecny stan badań dotyczący możliwości zastosowania cieczy biodegradowalnych w produkowanych przez Maschinenfabrik Reinhausen przełącznikach pozwolił na stworzenie listy PPZ, które mogą pracować z wybranymi cieczami (tablica 2.1., rys. 2.1) oraz listę samych cieczy biodegradowalnych, które spełniają opisane wcześniej warunki współpracy z PPZ.

Tablica 2.1. Typy PPZ które mogą pracować z cieczą biodegradowalną

Typ	Seria	Warunki współpracy
VACUTAP®	**VV**	Łącznik mocy wraz z wybierakiem zintegrowane w komorze olejowej PPZ
	VRC	Łącznik mocy + wybierak
	RMV	PPZ z dławikami w osobnej przymocowanej na zewnątrz kadzi transformatora
OILTAP®	**M**	Łącznik mocy + wybierak. Ciecz biodegrodawalna tylko w kadzi transformatora, a nie w komorze łącznika mocy PPZ
	V	Wybierak. Ciecz biodegradawalna tylko w kadzi transformatora, a nie w komorze łącznika mocy PPZ
DEETAP®	**U**	Nastawny przełącznik zaczepów przełączalny tylko bez obciążenia



Rys. 2.1. Przełączniki zaczepów produkcji Maschinenfabrik Reinhausen, w których można stosować ciecz biodegradowalną

Inne, niż wymienione w tablicy 2.1, typy PPZ produkcji Maschinenfabrik Reinhausen nie były objęte tymi badaniami, ponieważ albo są przeznaczone do pracy w transformatorach wielkiej mocy gdzie nie stosuje się cieczy biodegradowalnych, albo ze względów konstrukcyjnych nie nadają się do pracy z taką cieczą.

2.4. CIECZE BIODEGRADOWALNE

Od połowy lat 70-tych ub. wieku, kiedy wycofano się ze stosowania w transformatorach i wyłącznikach oleju syntetycznego (bifenyl polichlorowany), znanego w Polsce pod handlową nazwą jako ***Klofen***, w zamian proponowane były różne ciecze izolacyjne. Początkowo ***Klofen*** zastępowano cieczami węglowodorowymi o zmniejszonej palności. M.in. taka ciecz produkowana była przez firmę Cooper Power Systems ze USA pod nazwą R-TEMP.

Ogólnie rzecz biorąc pojęcie „węglowodorowa ciecz o zmniejszonej palności" odnosi się do wysoko rafinowanych olejów parafinowych, które zostały oczyszczone do poziomu wymaganego w urządzeniach elektrycznych. Ich długie łańcuchy molekuł zapewniają wysoką lepkość i bardzo dobre właściwości smarne. Ciecze te są zakwalifikowane do szerszej grupy „węglowodorów o dużej wadze molekularnej" (*High Molecular Weight Hydrocarbon* – HMWH).

Natomiast oleje silikonowe należą do innej grupy cieczy o zmniejszonej palności i są szeroko stosowane w takich urządzeniach średniego napięcia pracujących pod dużym obciążeniem, jak np. transformatory trakcyjne. Olej silikonowy składa się głównie z polidimetyloheksanu i przeznaczony do stosowania w urządzeniach elektrycznych posiada odpowiednią czystość. Charakterystyczną cechą tej cieczy jest niemal stała, tylko nieznacznie zależna od temperatury lepkość oraz bardzo wysoka temperatura zapłonu. Z drugiej strony, olej silikonowy nie spełnia wymagań dotyczących odporności na łuk elektryczny oraz ma niedostateczne własności smarne. W wyniku oddziaływania łuku tworzą się bowiem żelatynowe mostki pomiędzy stykami łącznika, co istotnie zmniejsza wytrzymałość elektryczną przerwy międzystykowej. Maschinenfabrik Reinhausen do stosowania w PPZ wstępnie wytypował olej silikonowy oferowany przez firmę Dow Corning w Belgii pod nazwą „DC 561". Stąd prezentowane w dalszej części rozdziału wyniki badań i opinie odnosić się będą właśnie do tego typu oleju silikonowego.

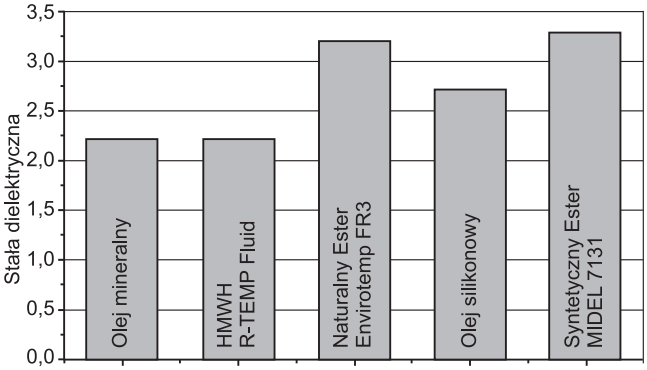
Z kolei estry stanowią bardzo atrakcyjne zastępstwo powszechnie stosowanych cieczy izolacyjnych, bowiem łączą ich zalety z wysokim stopniem biodegradowalności. Warto podkreślić, ze zarówno estry syntetyczne jak i naturalne zaliczane są do klasy najniższego ryzyka zanieczyszczenia wód gruntowych, co w połączeniu z niską palnością kwalifikuje te ciecze jako szczególnie przydatne do stosowania w transformatorach rozdzielczych instalowanych w aglomeracjach miejskich. Należy przy tym podkreślić, że naturalne estry można używać tylko w jednostkach o hermetycznie zamkniętej kadzi. Chemiczna budowa estrów składa się przede wszystkim z długich łańcuchów kwasów tłuszczowych. Posiadają one różną wagę molekularną (różną długość), łatwo tworzą wiązania wodorowe i są względnie polarne. Jako przykład można podać produkt firmy Cooper Power Systems w Stanach Zjednoczonych, która wytwarza naturalny ester ze starannie dobranych i głęboko rafinowanych do poziomu jadalnego olei tłoczonych z nasion słonecznika, soi, rzepaku i innych. Produkt ten jest oferowany przez pod nazwą Envirotemp FR3.

Natomiast syntetyczny ester o wysokiej czystości produkuje m.in. firma Beck/Altana Electrical Insulation w Niemczech. Jest on szeroko stosowany w Europie pod nazwą MIDEL 7131.

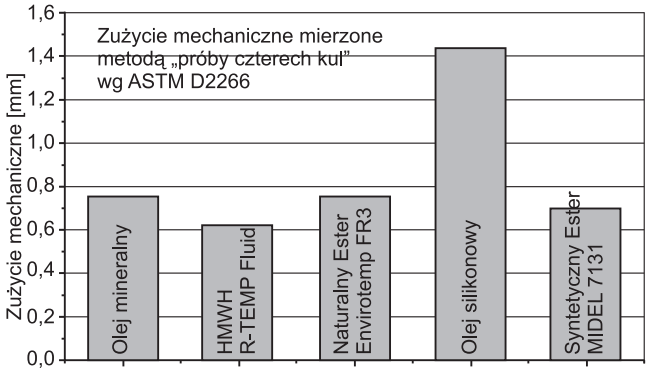
Wykonane przez Maschinenfabrik Reinhausen badania wykazały, że estry charakteryzują się stosunkowo wysoką przenikalnością dielektryczną (rys. 2.2) oraz gorszą od oleju mineralnego stratnością. Uznano przy tym, że posiadają one mniejszą wytrzymałość dielektryczną w układach izolacji wysokonapięciowej. Stwierdzono, że zastosowanie estrów skutkuje obniżeniem się wytrzymałości elektrycznej zwłaszcza małych odstępów izolacyjnych, np. pomiędzy stykami na których występuje tylko napięcie na jeden stopień regulacji. Natomiast nie stwierdzono obniżenia się tej wytrzymałości w dużych odstępach izolacyjnych, które zwykle występują pomiędzy przewodami fazowymi albo między fazą a ziemią. Być może takie właściwości estrów wynikają z ukierunkowania polarnych molekuł, jednakże wyjaśnienie takiego ich zachowania wymaga dalszych badań. Należy przy tym zwrócić

uwagę, że publikowane opisy właściwości estrów nie zawierają informacji o ich obniżonej wytrzymałości elektrycznej dla małych odstępów izolacyjnych.

Badania wykazały również, że pod tym względem R-TEMP zachowuje się niemal tak samo jak olej mineralny, tylko posiada nieznacznie niższą wytrzymałość elektryczną.



Rys. 2.2. Stała dielektryczna cieczy biodegradowalnych oraz oleju mineralnego



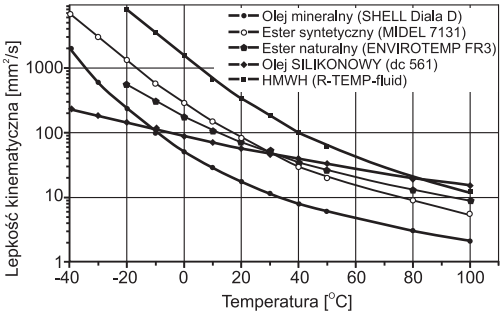
Rys. 2.3. Właściwości smarne cieczy biodegradowalnych oraz oleju mineralnego

Właściwości smarne cieczy biodegradowalnych były badane przez firmę Cooper Power Systems znormalizowaną metodą "próby czterech kul" [4]. Wykazano w nich, że istnieje wpływ rodzaju cieczy na zużycie się mechanicznych części PPZ (rys. 2.3). Przykładowo olej silikonowy powoduje nadmierne zużycie styków wybieraka i części napędu, natomiast R-TEMP powoduje nieco mniejsze zużycie tych części w stosunku do oleju mineralnego. Próby wytrzymałości mechanicznej wybieraka stosowanego w PPZ typu M przeprowadzone przez Maschinenfabrik Reinhausen potwierdziły dane uzyskane podczas próby wykonanej przez firmę Cooper Power Systems. W rezultacie stwierdzono, że z uwagi na niedostateczne własności smarne olej silikonowy nie nadaje się do stosowania w jakimkolwiek PPZ produkcji Maschinenfabrik Reinhausen.

Pomiary zmian lepkości kinematycznej w funkcji temperatury (rys. 2.4) wykazały z kolei niezwykle wysoką lepkość R-TEMP, co stanowi istotny problem przy temperaturze pracy PPZ niższej od 5°C. W konsekwencji, pomimo znakomitych własności smarnych tej cieczy, czas działania łącznika mocy w niskiej temperaturze wydłuży się ponad dopuszczalną wartość.

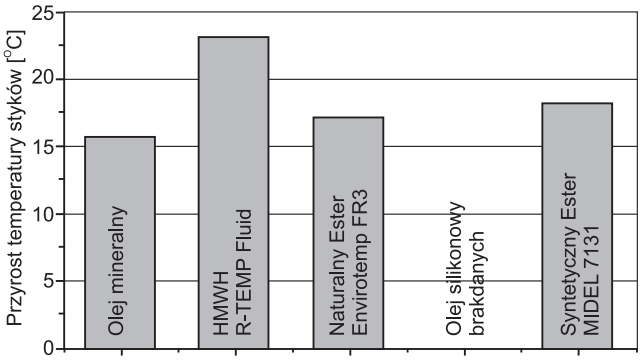
Natomiast olej silikonowy charakteryzuje się stosunkowo niezmienną lepkością w zakresie badanej temperatury (-40÷+100°C). Ta właściwość jest bardzo korzystna z punktu

widzenia projektowania i budowy układu chłodzenia uzwojeń oraz doboru pomp obiegu oleju. Byłaby również przydatna dla zapewnienia właściwego czasu działania łącznika mocy przy niskich temperaturach, ale jak już wcześniej wspomniano, niedostateczne własności smarne tego oleju wykluczyły go ze stosowania w PPZ. Odprowadzanie ciepła przez ciecz nie zależy tylko od jej lepkości, ale również od ciepła właściwego i przewodności cieplnej.



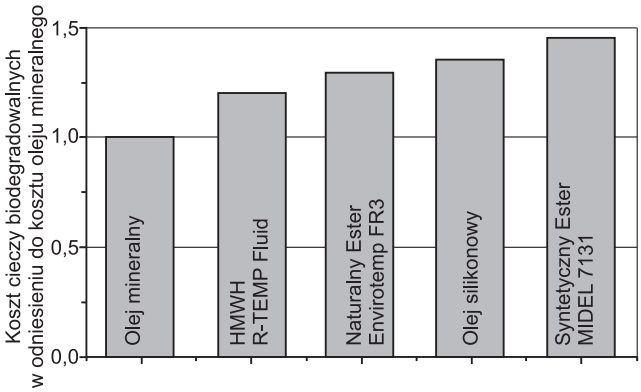
Rys. 2.4. Zmiany lepkości oleju mineralnego oraz cieczy biodegradowalnych w zależności od temperatury

Te dwa parametry zmieniają się tylko nieznacznie w zakresie temperatury pracy transformatora, natomiast lepkość zmienia się o kilka rzędów wielkości. Oznacza to, że skuteczność chłodzenia przez ciecz zmienia się ciągle wraz ze zmianami temperatury pracy transformatora. Ten efekt stwarza spore trudności przy ocenie skuteczności chłodzenia w sytuacji, gdy pod uwagę weźmie się tylko katalogowe dane techniczne cieczy. Chłodzenie jest bowiem nader złożonym procesem, który zależy od geometrii obiektu chodzonego, warunków przepływu i właściwości fizycznych cieczy oraz właściwości obiektu chłodzonego (por. rozdział 4). W odniesieniu do PPZ próby wykonane z użyciem styków przewodzących prąd (bez przerywania i łuku) wykazały, że najbardziej wydajne chłodzenie zapewnia olej mineralny, a chłodzenie płynem R-TEMP jest znacznie mniej skuteczne (rys. 2.5). Jednakże przy wyższych temperaturach lepkość płynu maleje i ta skuteczność polepsza się. Nie należy przy tym oczekiwać, że zwiększony przyrost temperatury spowoduje jakiekolwiek szkodliwe zjawiska spowodowane bezpośrednio przez ciecz. Jednak mogą zostać przekroczone dopuszczalne, podane w międzynarodowej normie IEC 60214 [3], wartości temperatury elementów przełącznika zaczepów. W takiej sytuacji należy ograniczyć dopuszczalny prąd roboczy płynący w PPZ.



Rys. 2.5. Porównanie skuteczności chłodzenia styków z użyciem oleju mineralnego oraz cieczy biodegradowalnych w zakresie temperatury cieczy od 20°C do 30°C

Koszty stanowią istotny czynnik przy podejmowaniu decyzji, który płyn jest najbardziej odpowiedni do danego zastosowania. Należy przy tym podkreślić, że wszystkie ciecze biodegradowalne są droższe od oleju mineralnego. Z tego punktu widzenia najbardziej korzystna opcją są ciecze R-TEMP oraz FR3 (rys. 2.6).



Rys. 2.6. Koszt płynów biodegradowalnych w porównaniu do kosztu oleju mineralnego [5]

2.5. BADANIA I PRÓBY CIECZY BIODEGRADOWALNYCH

2.5.1. PRZYDATNOŚĆ R-TEMP DO STOSOWANIA W VACUTAP® VV

Pierwszy etap projektu „Ciecze biodegradalne do Przełączników Zaczepów" obejmował zbadanie możliwości dopuszczenia cieczy R-TEMP do stosowania w przełączniku zaczepów typu VACUTAP®VV. Do pierwszych prób R-TEMP został wybrany ze względu na to, że był to względnie tani oraz wprowadzony na rynek wyrób o opanowanej technologii produkcji. Jako związek węglowodorowy uzyskany z rafinacji ropy naftowej wykazywał on pewne, zbliżone do oleju mineralnego cechy, w tym wysoką lepkość oraz dobre właściwości smarne. Dlatego był bardzo obiecującym obiektem do pierwszych, wstępnych testów.

Wyniki prób wysokonapięciowych

R-TEMP charakteryzuje się porównywalną z olejem mineralnym wytrzymałością elektryczną. Jednak zaobserwowano, że w pewnej geometrii układu izolacyjnego jest ona nieznacznie mniejsza.

Wyniki prób zdolności łączeniowej zmieniacza

W wielu publikacjach zwracano uwagę na fakt, że środowisku R-TEMP następuje, w porównaniu do oleju mineralnego, wydłużenie czasu palenia się łuku nawet o około 50%. Opinie te potwierdziły również badania zmieniacza w przełączniku VACUTAP® VV, który pracował w środowisku R-TEMP. W konsekwencji jego zdolność łączeniowa musiała zostać obniżona do 60% wartości gwarantowanej przy stosowaniu oleju mineralnego.

Wyniki prób mechanicznych

Znakomite własności smarne R-TEMP spowodowały, że zaobserwowano mniejsze zużycie mechaniczne ruchomych części PPZ w porównaniu do tych, które notowano przy

zastosowaniu oleju mineralnego. W rezultacie czas technicznego życia tych części był dłuższy, co oznacza że zmęczenie mechaniczne, wytrzymałość części oraz standardowe okresy przeglądów nie ulegną zmianie po zastąpieniu oleju mineralnego cieczą R-TEMP.

Jednakże przy temperaturze niższej od+5°C, z powodu wysokiej lepkości płynu R--TEMP, czas przełączania przekracza dozwoloną wartość i w konsekwencji PPZ nie może pracować w temperaturze mniejszej od +5°C. Dla przykładu można dodać, że lepkość R--Temp w temperaturze +5°C odpowiada lepkości oleju mineralnego dla temperatury -35°C (rys. 2.4).

Wyniki prób zdolności odprowadzania ciepła

Stwierdzono, że w odniesieniu do oleju mineralnego, przyrost temperatury styków przewodzących prąd w przypadku zastosowania R-TEMP był znacząco większy. Tak więc, zgodnie z normą IEC 60214 [3], najwyższy dopuszczalny prąd płynący przez styki PPZ typu VACUTAP®VV musiał być zmniejszony z 600 A do 500A.

Wyniki prób kompatybilności z materiałami izolacyjnymi

Wszystkie materiały izolacyjne użyte w VACUTAP® VV były poddane próbom na fizyko-chemiczne oddziaływanie cieczy R-TEMP. Stwierdzono, że zachowywały się ona tak samo jak w obecności oleju mineralnego. Nie więc ma potrzeby wprowadzania jakichkolwiek modyfikacji materiałowych z tytułu stosowania R-TEMP.

Mimo wykazania pewnych mankamentów końcowym efektem badań było zatwierdzenie ciekłego węglowodoru R-TEMP do stosowania w przełączniku typu VACUTAP® VV. Jednak wymaga to wprowadzenia ograniczeń w parametrach i wartościach granicznych PPZ, które zawarte są w raporcie Maschinenfabrik Reinhausen zatwierdzającym stosowanie określonego rodzaju cieczy. Ponadto, na etapie dobierania parametrów konstrukcyjnych przełącznika, muszą być również uzgodnione warunki jego pracy dla każdego przewidywanego zastosowania. Jest to konieczne dla zapewnienia właściwego działania przełącznika podczas eksploatacji.

2.5.2. PRZYDATNOŚĆ CIECZY BIODEGRADOWALNYCH DO STOSOWANIA W PPZ

Wyniki badań nad możliwością stosowania płynów biodegradowalnych do PPZ produkcji firmy Maschinenfabrik Reinhausen podsumowano w tablicy 2.2. Podano w niej ocenę przydatności ich właściwości fizyko-chemicznych z punktu widzenia specyficznych wymagań stawianych cieczom biodegradowalnym przez przełączniki zaczepów.

Tablica 2.2. Zestawienie właściwości cieczy biodegradowalnych i ich zakresu stosowania w PPZ

Właściwość	HMWH R-TEMP Fluid	Ester syntetyczny E200/MIDEL 7131	Bioester Envirotemp FR3	Olej silikonowy DC 561
Wytrzymałość międzyfazowa	nieograniczone dopuszczenie	nieograniczone dopuszczenie	nieograniczone dopuszczenie	nieograniczone dopuszczenie

Wytrzymałość dla małych przerw	ograniczone dopuszczenie	ograniczone dopuszczenie	ograniczone dopuszczenie	ograniczone dopuszczenie
Zdolność gaszenia łuku	ograniczone dopuszczenie	ograniczone dopuszczenie	brak badań	niedopuszczony
Zużycie mechaniczne (Właściwości smarne)	nieograniczone dopuszczenie	brak badań	brak badań	niedopuszczony
Zakres temperatury (Lepkość)	ograniczone dopuszczenie	brak badań	brak badań	nieograniczone dopuszczenie
Odprowadzanie ciepła	ograniczone dopuszczenie	nieograniczone dopuszczenie	nieograniczone dopuszczenie	brak badań dopuszczenie
Kompatybilność z innymi materiałami	nieograniczone dopuszczenie	brak badań	brak badań	ograniczone dopuszczenie

2.5. DOPUSZCZENIE CIECZY BIODEGRADOWALNYCH DO STOSOWANIA W PPZ

Przedstawione wyniki badań i porównań dają jedynie częściowy obraz całego zakresu zagadnień, który należy rozważyć przy ocenie możliwości stosowania cieczy biodegradowalnych do przełączników zaczepów. Taką całościową ocenę przedstawiono w tablicy 2.3, która pokazuje obecny stan wiedzy Maschinenfabrik Reinhausen i stanowi podstawę do dopuszczenia przełączników zaczepów do pracy z określoną cieczą. Wynika z niej, że nie wszystkie ciecze mogą być stosowane do dowolnego typu PPZ. W tym względzie istnieją pewne ograniczenia, które powinny być respektowane.

Należy podkreślić, że jak już wcześniej wspomniano, dopuszczenia do współpracy określonego typu PPZ z wybraną cieczą biodegradowalną wydawane są dla indywidualnych przypadków, ponieważ każde zastosowanie tej cieczy musi być sprawdzone przez Maschinenfabrik Reinhausen i uzgodnione pomiędzy wytwórca a użytkownikiem.

Tablica 2.3. Możliwość współpracy cieczy biodegradowalnych z różnymi typami podobciążeniowych przełączników zaczepów

Typ PPZ	HMWH R-TEMP Fluid	Ester syntetyczny E200/MIDEL 7131	Bioester Envi-rotemp FR3	Olej silikonowy DC 561
VACUTAP®VV	dopuszczony próby w toku	próby w toku	próby w toku	nie dopuszczony
VACUTAP® VRC 700	próby w toku	próby planowane	próby planowane	nie dopuszczony

VACUTAP® RMV-II/RMV-A	dopuszczony	próby planowane	próby planowane	nie dopuszczony
OILTAP®M (olej mineralny w łączniku mocy)	dopuszczenie w indywidualnym przypadku	próby planowane	próby planowane	nie dopuszczony
OILTAP®V	(olej mineralny w komorze PPZ)	dopuszczenie w indywidualnym przypadku	dopuszczenie w indywidual-nym przypadku	dopuszczenie w indywidual-nym przypadku
DEETAP®U (przełącznik bezobcią-żeniowy)	dopuszczenie w indywidualnym przypadku	dopuszczenie w indywidualnym przypadku	dopuszczenie w indywidual-nym przypadku	dopuszczenie

Przy tym na uwagę zasługuje fakt, że olej silikonowy może być stosowany w transformatorach w których zainstalowano przełączniki typu OILTAP®V. Ale takie rozwiązanie jest możliwe tylko dlatego, że OILTAP®V nie ma części mechanicznych pracujących poza obrębem komory przełącznika (rys.2.1). Natomiast sama komora musi być wypełniona olejem mineralnym.

LITERATURA

[1] IEC 60296 Ed. 3: „Fluids for electrotechnical applications – unused mineral insulating oils for transformers and switchgear”, IEC, ©2003,

[2] ASTM D3487-00: “Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus”, Standard Specification, ASTM Committee D27, ©2000,

[3] IEC60214-1 Ed.1.0: “Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods”, IEC ©2004,

[4] Ferrito S.: “Four Ball Wear Lubricity Testing”, Report ML 120-99, Thomas A. Edison Technical Center, Cooper Power Systems, February 3, 1999

[5] Cooper Power Systems, “Rethinking Transformers For Safety, Performance, and Value”, Transformer Selection Guide, Bulletin 00006, Cooper Power Industries, ©2000

3. FABRYCZNE PRÓBY ODBIORCZE TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

3.1. WYMAGANIA OGÓLNE I NORMY ZWIĄZANE

Po zakończeniu procesu produkcyjnego transformatory i autotransformatory energetyczne są poddawane próbom odbiorczym, których celem jest sprawdzenie jakości i poprawności ich wykonania, a także zgodności z uzgodnionymi w kontrakcie Wymaganiami Technicznymi oraz normami. Zakres prób winien być zgodny z zapisami w kontrakcie, a jeżeli nie został on w nim sprecyzowany, winien być zgodny z normami, według których dana jednostka została zaprojektowana i zbudowana. Zakres ten obejmuje w szczególności: pomiar przekładni napięciowej, strat jałowych i obciążeniowych, prądu stanu jałowego, napięć zwarcia, wytrzymałości napięciowej, a niekiedy też przyrostów temperatury i poziomu dźwięku (próba typu) lub wytrzymałości zwarciowej (próba specjalna).

Sposób i zakres przeprowadzenia prób odbiorczych transformatorów energetycznych, jak również ich stanu technicznego oraz przygotowania do tych prób jest zależny w szczególności od ich mocy, a także od napięcia znamionowego (napięcie znamionowe strony o największym napięciu roboczym). Dla rozdzielczych jednostek małej mocy, które wg PN-EN 60076 zaliczane są do kategorii I, wszystkie próby fabryczne wykonuje się na całkowicie zmontowanych transformatorach, przy czym konkretne egzemplarze wybiera się losowo. Natomiast w przypadku jednostek średnich i dużych mocy (zgodnie z w/w normą są to jednostki kategorii II i III), stanowiących zazwyczaj wyroby jednostkowe, zakres prób, a w tym również wybrane próby typu lub specjalne, powinien być uzgodniony i zapisany w kontrakcie. Ponadto pewne pomiary mogą być wykonywane na transformatorze z częściowo zamontowanymi urządzeniami zewnętrznymi (np. podczas pomiaru przekładni, strat czy też prób napięciowych zbędne są demontowalne urządzenia chłodzące). W tym przypadku konieczne jest jednak przestrzeganie zasady, aby na czas testu transformator miał zamontowane te elementy wyposażenia i osprzętu, które mogą mieć jakikolwiek wpływ na wynik pomiaru i ocenę badanego parametru. Niekiedy, w specjalnych przypadkach może również wystąpić potrzeba zamontowania na transformatorze dodatkowego osprzętu lub wyposażenia, względnie wyposażenia o innych jego parametrach niż te, które są przeznaczone do eksploatacji dla danej jednostki. Jednak takie odstępstwo od normatywnej metodyki wykonania próby wymaga odpowiedniego zapisu w kontrakcie. Najczęściej niestandardowa procedura testowania dotyczy przypadków:

- transformatorów wyposażonych po stronie GN w mufy kablowe. Ponieważ zwykle

u producenta występują trudności techniczne z odpowiednim zamontowaniem muf kablowych i dołączonych do nich kabli, najczęściej w tych sytuacjach na czas prób montowane są odpowiednie przepusty,

- w transformatorach i autotransformatorach wyposażonych w trójne uzwojenia kompensacyjne, bez przepustów wyprowadzonych na pokrywę. Próby napięciowe zazwyczaj wymagają w fabryce zamontowania przepustów dla wykonania prób odbiorczych. Podobna sytuacja występuje również w jednostkach specjalnych o szerokim zakresie regulacji, realizowanym za pomocą jednostek dodawczych. Zazwyczaj w tych jednostkach – realizowanych jako jedno-kadziowe - próby napięciowe, a często i próby cieplne wymagają instalowania w fabryce przepustów w obwodach pośrednich,
- jeżeli uzwojenia skojarzone w gwiazdę nie posiadają wyprowadzonego punktu zerowego, to dla wykonania próby piorunowej zacisków liniowych konieczne jest zainstalowania na czas tej próby przepustu zerowego (zgodnie z normą PN-EN 60076-3 punkt gwiazdowy musi być przy tej próbie uziemiony!).

Warunki przeprowadzenia prób odbiorczych transformatorów winny być znamionowe, a więc zgodne z wymaganiami norm określonych w kontrakcie, co w odniesieniu do wyrobów przeznaczonych na polski rynek oznacza z reguły stosowanie normy ogólnej PN-EN 60076-1 i odpowiadających jej norm szczegółowych dotyczących poszczególnych prób, których wykaz podano w dalszej części podrozdziału. Natomiast wszelkie odstępstwa od normatywnych warunków winny być uzgodnione w kontrakcie. Niemniej jednak można wymienić następujące generalne zasady, które powszechnie stosowane są przy próbach odbiorczych:

- jeżeli w kontrakcie nie uzgodniono inaczej, próby wykonuje się w fabryce wytwórcy,
- próby poszczególnych jednostek z partii identycznych transformatorów mogą być przedmiotem porozumienia między wytwórcą i odbierającym w odniesieniu do zakresu prób. Próby typu i specjalne można wykonywać na więcej niż jednej jednostce z partii, jeżeli zamawiający umieści to w kontrakcie. Uzgodnienia te mogą dotyczyć także kolejności wykonywania prób i wyboru jednostek do tych prób,
- temperatura otoczenia winna być zawarta w granicach $10 \div 40^{o}C$, przy czym (nie należy interpretować tych wartości jako temperatury oleju w kadzi. Czasem takie błędy występują w praktyce) dla chłodzenia ONAN, ONAF i OFAF lub ODAF, a dla chłodzenia OFWF oraz ODWF temperatura wody chłodzącej nie powinna przekraczać $25^{o}C$,
- jeżeli próby są wykonywane na innej wysokości nad poziomem morza niż zadeklarowana dla transformatora, w uzasadnionych przypadkach (wynikających z różnicy poziomów) należy wprowadzić odpowiednie poprawki przy wykonywaniu próby cieplnej (patrz punkt 4.3.1 normy PN-EN 60076-2) oraz próby wytrzymałości dielektrycznej (patrz punkt 4 normy PN-EN 60076-3),
- jeżeli nie zostało ustalone w kontrakcie, uzwojenia z zaczepami ustawia się na zaczepach znamionowych,
- kształt napięcia zasilającego transformator (ewentualnie także częstotliwość) przy próbie winien odpowiadać odpowiedniej normie, a jeżeli nie jest możliwy do osiągnięcia w warunkach próby fabrycznej, to wynik należy przeliczyć – jeżeli charakter próby tego wymaga – na warunki znamionowe (np. wynik pomiaru strat jałowych przy odkształconym napięciu zasilającym),
- wszystkie urządzenia pomiarowe stosowane podczas prób powinny mieć aktualny

atest i winny one być sprawdzane zgodnie z zasadami podanymi w punkcie 4.11 normy ISO 9001,

- dla jednostek z izolacją papierowo-olejową temperatura odniesienia przy przeliczaniu wyniku pomiaru wynosi 75°C, natomiast dla transformatorów suchych powinna być zgodna z normą IEC 726 (konieczność taka zachodzi np. przy wyznaczaniu strat obciążeniowe lub napięcia zwarcia).

Należy też zauważyć, że obecnie w Polsce – podobnie jak w większości krajów świata – nie ma formalnego nakazu i obowiązku stosowania jakichkolwiek norm i zawartych w nich zaleceń. Jednak stanowią one zbiór bardzo ważnych informacji, zaleceń i danych technicznych, wypracowanych na podstawie wieloletnich doświadczeń producentów i użytkowników, których stosowanie bardzo upraszcza kontakty handlowe i techniczne. Zamiast opisywania w kontrakcie lub specyfikacji technicznej transformatora wszystkich szczegółowych wymagań, wystarczy powołanie się na daną normę, uzyskując w ten sposób bardzo precyzyjne zdefiniowanie danego parametru transformatora lub sposobu jego badania. Jeżeli jednak pewne wymagania klienta wykraczają poza te zawarte w normie lub producent może spełnić je w sposób odmienny niż określa to norma, odpowiednie zapisy winny znaleźć się kontrakcie, co nie oznacza iż nie można powoływać się na daną normę w odniesieniu do innych wymagań, które ją spełniają.

Dla ułatwienia czytelnikowi orientacji w problematyce normalizacji badań i prób odbiorczych transformatorów i autotransformatorów mocy oraz związanych nimi zagadnień podano niżej wykaz obowiązujących w Polsce odnośnych norm wraz z wybranymi normami IEC:

1. PN-EN 60076-1: „Transformatory – część 1: wymagania ogólne”,
2. PN-EN 60076-2: „Transformatory – część 2: przyrosty temperatur”,
3. PN-EN 60076-3: „Transformatory – część 3: poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne”,
4. PN-EN 60076-5: „Transformatory – część 5: wytrzymałość zwarciowa”,
5. PN-EN 60076-8: „Transformatory – część 8: przewodnik stosowania”,
6. PN-EN 60076-10: „Transformatory – część 10: wyznaczanie poziomów dźwięku”,
7. PN-EN 60076-10-1: „Transformatory – część 10-1: określanie poziomu dźwięku – przewodnik stosowania”,
8. PN-EN 60076-14: „Transformatory – część 14: przewodnik projektowania i stosowania wysoko-temperaturowych materiałów w transformatorach olejowych”,
9. IEC 815: „Guide for the selection of insulators in respect of pollued conditions”
10. PN-EN 50216-1: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 1: postanowienia ogólne”,
11. PN-EN 50216-2: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 2: przekaźnik gazowo-przepływowy do olejowych transformatorów i dławików z konserwatorem”,
12. PN-EN 50216-3: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 3: przekaźnik zabezpieczający do transformatorów i dławików hermetycznych olejowych bez poduszki powietrznej”,
13. PN-EN 50216-4: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 4: wyposażenie podstawowe (zacisk uziemiający, urządzenie spustowe i do napełniania, kieszeń termometrowa, podwozie)”,

14. PN-EN 50216-5: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 5: wskaźnik poziomu cieczy, manometry i wskaźniki przepływu cieczy”,
15. PN-EN 50216-6: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 6: urządzenia chłodzące – odejmowalne radiatory transformatorów olejowych”,
16. PN-EN 50216-7: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 7: pompy elektryczne oleju transformatorowego”,
17. PN-IEC 726+A1: „Transformatory suche”,
18. CEI-IEC 600354: „Loading guide for oil-immersed power transformer”.

3.2. RODZAJE PRÓB

Wieloletnia praktyka produkcji i badań transformatorów oraz aktualnie obowiązująca norma PN-EN 60076-1 „Transformatory – wymagania ogólne” przewiduje generalnie trzy typy prób: a) *wyrobu*, b) *typ*u oraz c) *specjalne*. Wyniki tych prób dają odbiorcy oraz producentowi pełną wiedzę o danym wyrobie, a jednocześnie podstawy do odbioru wykonanej jednostki, jej odrzucenia lub przyjęcia do eksploatacji z pewnymi zastrzeżeniami (np. upustu na cenie gdy nie są dotrzymane parametry, wydłużenia okresu gwarancji gdy wynik pewnych prób wydaje się wątpliwy). Niezależnie od powyższych prób przewidzianych normą odbiorca ma prawo, za dodatkowa opłatą, wymagać innych prób dodatkowych (np. pomiaru prądów magnesujących przydatnych do diagnostyki transformatora w eksploatacji), które winny być jednak wyszczególnione w podpisanym kontrakcie.

Ponadto producent, który jest zainteresowany w modyfikacjach swoich wyrobów, podnoszenia ich jakości i konkurencyjności na rynku, bardzo często dla uruchamianych nowych wyrobów wykonuje dodatkowe pomiary lub badania (w tym np. modelowe), które weryfikują przyjęte dla danej jednostki założenia konstrukcyjne lub obliczeniowe. Te badania, zwane konstruktorskimi, stanowiące pewien rodzaj „kuchni” producenta i jego własność intelektualną, nie są generalnie udostępniane odbiorcy, a jedynie ich fragmenty są niekiedy prezentowane w ramach tzw. „design review”, aby przekonać kontrahenta do wysokiej jakości oferowanego i wszechstronnie zweryfikowanego wyrobu.

PRÓBY WYROBU

Próby te mają za zadanie zweryfikować, czy w odbieranym transformatorze, którego konstrukcję wcześniej sprawdzono w próbie typu, wszystkie parametry gwarantowane w kontrakcie są poprawne oraz czy nie występuje błąd produkcyjny uniemożliwiający jego dopuszczenie do eksploatacji. Te względy powodują, że próbie wyrobu podlega każda wykonana jednostka, a w jej zakres – zgodnie z punktem 10.1.1 normy PN-EN 60076-1 – wchodzi:

- pomiar rezystancji uzwojeń,
- pomiar przekładni i sprawdzenie grupy połączeń,
- pomiar impedancji zwarcia i strat obciążeniowych,
- pomiar strat i prądu stanu jałowego,
- próby wytrzymałości elektrycznej w zakresie prób wyrobu,
- próby podobciążeniowych przełączników zaczepów, o ile takie urządzenia w odbieranej jednostce są zamontowane.

PRÓBY TYPU

Próby typu mają za zadanie ocenić konstrukcję transformatora, zastosowane przy jego budowie materiały oraz poprawność procesów technologicznych. Próbom tym podlegają nowe konstrukcje danego producenta oraz już produkowane, w których dokonano zmian konstrukcyjnych, technologicznych lub materiałowych oraz dla okresowej kontroli jakości. Ten ostatni czynnik odnosi się zazwyczaj do jednostek produkowanych w dużych seriach, a więc zwykle jednostek kategorii I o mocy do 1600 kVA. Zgodnie z punktem 10.1.2 normy PN-EN 60076-1 w zakres prób typu wchodzą:

- próba nagrzewania,
- próba wytrzymałości elektrycznej

Dokonujący się obecnie bardzo intensywny rozwój technologii wytwarzania, materiałów oraz metod pomiarowych, sprawia, że wyroby charakteryzują się dobrą i ustabilizowana jakością. Ponadto samo przeprowadzenie próby typu stało się dość łatwe i w istotny nie rzutuje sposób na końcową cenę wyrobu. Wszystko to sprawia, że w odniesieniu do transformatorów kategorii II i III zaciera się nieco różnica między próbami wyrobu i typu. Z tego też powodu producenci godzą się dość często na wymagania odbiorców dotyczące wykonania prób typu na niewielkiej nawet serii jednostek, pomimo iż nie występują konieczne, określone w normach przesłanki techniczne, aby takie próby wykonać. Pewien wpływ na to ma obecnie również duża konkurencja, także międzynarodowa, między producentami, którzy dążą do maksymalnego uatrakcyjnienia oferty.

PRÓBY SPECJALNE

Tym mianem określa się wszystkie inne próby niż wyrobu i typu, które w świetle doświadczeń eksploatacyjnych i diagnostycznych lub nowych wymagań technicznych jakie stawiane są transformatorom, przyczyniają się do poprawy jakości lub ułatwiają diagnostyką transformatorów w eksploatacji [1]. Zakres tych prób powinien być uzgodniony między zamawiającym i producentem oraz zawarty w kontrakcie. Natomiast przyjęte jest zwykle, że koszty samych prób oraz koszty dodatkowe (np. koszt transportu do zwarciowni celem wykonania próby zwarciowej) pokrywa zamawiający, chyba, że w kontrakcie uzgodniono inaczej. Należy przy tym dodać, że często drobne niezbyt kosztowne testy, które dodatkowo weryfikują jakość wyrobu lub ułatwiają jego eksploatację, producenci wykonują nawet z własnej inicjatywy, w ramach budowania wizerunku firmy (np. jest to pomiar prądów magnesujących, czy pomiar składowej zerowej impedancji zwarcia). Zgodnie z punktem 10.1.3 normy PN-EN 60076-1, do zakresu prób specjalnych zalicza się przede wszystkim:

- próby wytrzymałości elektrycznej w zakresie wykraczającym poza próby wyrobu i typu,
- pomiar pojemności doziemnych uzwojeń oraz pojemności miedzy uzwojeniami,
- wyznaczenie charakterystyk przenoszenia przepięć piorunowych,
- pomiar impedancji składowej zerowej transformatorów lub autotransformatorów trójfazowych,
- próba wytrzymałości zwarciowej,
- wyznaczenie poziomu emisji dźwięku,
- pomiar zawartości harmonicznych w prądzie stanu jałowego,
- pomiar mocy pobieranej przez silniki wentylatorów i pomp olejowych,
- pomiar rezystancji izolacji uzwojeń względem ziemi i/lub współczynnika stratności die-

lektrycznej (tgδ) oraz pojemności układu izolacyjnego. Przy czym pomiary te należy traktować jako tzw. „odcisk palca" na potrzeby późniejszej diagnostyki.

Warto nadmienić, że prowadzone w Polsce intensywne prace badawcze dotyczące diagnostyki transformatorów w eksploatacji [2-12], pozwalają traktować powyższy zakres prób specjalnych w zasadzie jako podstawowy, a niekiedy nawet niewystarczający dla odbiorcy. Ponadto zakres ten nie w całości aplikuje się do każdej jednostki. Wyniki tych prac wskazują również na zasadność stosowania podczas prób odbiorczych także innych dodatkowych testów i badań, które są istotne głównie dla późniejszej oceny stanu technicznego transformatora w eksploatacji. Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

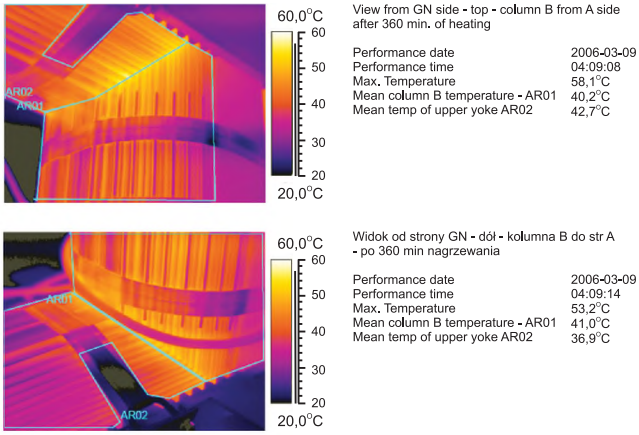
- badania termowizyjne i poziomu emisji dźwięku samych rdzeni jednostek średnich i dużych mocy (kategoria II i III), realizowane „na sucho" po jego spakietowaniu, przy zastosowaniu uzwojenia zastępczego. Niektórzy producenci takie badania wprowadzili do praktyki produkcyjnej jako etap kontroli międzyoperacyjnej [15]. Ponieważ obecnie nie istnieją bezwzględne kryteria do oceny wyników tych badań, ich przydatność praktyczna jest oceniana różnie. Jednak wytwórcy, którzy je stosują wypracowali już własne względne kryteria fabryczne, pozwalające na właściwą ocenę badanego rdzenia. Weryfikują one poprawność jego konstrukcji oraz wykonania, co stanowi istotny element kontroli międzyoperacyjnej. Przykładowy rozkład temperatur na rdzeniu transformatora średniej mocy przedstawiono na rysunku 3.1.
- dość powszechnie podczas próby cieplnej stosowane są badania termowizyjne rozkładów temperatur na elementach zmontowanego transformatora, a w szczególności na jego i i pokrywie. Aby rezultaty tych badań były miarodajne dla oceny możliwości występowania przegrzań lokalnych, winny być przeprowadzone przy prądzie większym od znamionowego, uwzględniającym przeciążenia badanej jednostki, uzgodnione między odbiorcą i producentem. Według normy CEI-IEC 600354: „Loading guide for oil-immersed power transformer" graniczne wartości przeciążeń wynoszą: – 150% dla jednostek rozdzielczych i średniej mocy (kategoria I i II), – oraz 130% dla jednostek największych mocy (kategoria III). Jednak nie zawsze takie przeciążenie prądowe jest możliwe do zrealizowania w warunkach fabrycznych, gdyż zależy to zarówno od wyposażenia stacji prób producenta jak i znamionowych danych transformatora. Przykładowe termogram obrazujący rozkład temperatur na kadzi oraz pokrywie transformatora średniej mocy przedstawiono na rysunkach 3.1 oraz 3.2,
- badania DGA oleju z kadzi transformatora przed i po próbach cieplnych, a także niekiedy po testach napięciowych z pomiarem wyładowań niezupełnych. Mają one za zadanie dodatkowo potwierdzić lub wykluczyć istnienie przegrzań lokalnych w transformatorze, a także dają materiał do oceny wyników badań DGA w eksploatacji. Doświadczenia wskazują przy tym, że dla oceny przegrzań najlepsze wyniki otrzymuje się analizując wybrane stosunki gazów kluczowych, t.j.: C_3H_6/C_3H_8 oraz C_2H_4/C_3H_6, przy czym dla przegrzań w zakresie (150-300)^{o}C pierwszy ze stosunków jest zwykle < 2, a drugi <3. Dla większych wartości tych ilorazów przegrzania są dużo większe i zwykle podczas prób fabrycznych nie występują [7,8],
- na potrzeby późniejszej oceny stanu wytrzymałości zwarciowej transformatora w eksploatacji większość producentów wykonuje na każdej jednostce pomiar częstotliwościowej odpowiedzi uzwojeń (metoda SFRA - ***S**weep **F**requency **R**esponse **A**nalysis*). Wyniki tego pomiaru, potocznie zwane „*Finger Print*" (tzw. „*odcisk palca*"), jest swego rodzaju „dokumentem

tożsamości" danej jednostki, bardzo przydatnym w eksploatacji [11,13]. Użytkownik powtarzając ten pomiar po latach eksploatacji lub np. po bardzo groźnym zwarciu w bliskiej odległości od transformatora, może ocenić czy uzwojenia nie uległy deformacjom trwałym, co zwykle oznacza zmniejszenie jego wytrzymałości zwarciowej. Postęp w tej metodzie jest tak duży – zarówno w zakresie eksperymentalnym jak i teoretycznym [11, 13] – że można z jej pomocą przewidywać nawet rodzaj deformacji uzwojeń (promieniowe, lub osiowe), a nawet spadek statycznej siły prasującej uzwojenia po latach eksploatacji. Należy zaznaczyć, że ten ostatni czynnik wpływa znacząco na wytrzymałość zwarciową danej jednostki. Spadek siły prasującej może bowiem występować, gdy np. w warunkach fabrycznych uzwojenia nie zostaną właściwie wysuszone i w takim stanie zamontowane na rdzeniu, a następnie sprasowane. Rezultatem tego w eksploatacji będzie samoistny proces dosuszania uzwojeń przez gorący olej, gdy transformator jest obciążony, a w efekcie obniżenie siły prasującej. Obniżenie się wytrzymałości zwarciowej transformatora może również wystąpić na skutek wielokrotnego oddziaływania dużych sił dynamicznych towarzyszących zwarciom. Dlatego porównanie charakterystyki SFRA wykonanej po wielu latach eksploatacji z charakterystyką zmierzoną podczas prób fabrycznych jest niezwykle ważnym elementem późniejszej oceny stanu technicznego transformatora. Z drugiej strony coraz powszechniej wykorzystuje się metodę SFRA do oceny stanu połączeń wewnętrznych po transporcie transformatora na miejsce jego zainstalowania. Oczywistym jest, że również w takim przypadku niezbędny jest pomiar fabryczny, przy próbach odbiorczych transformatora [14],

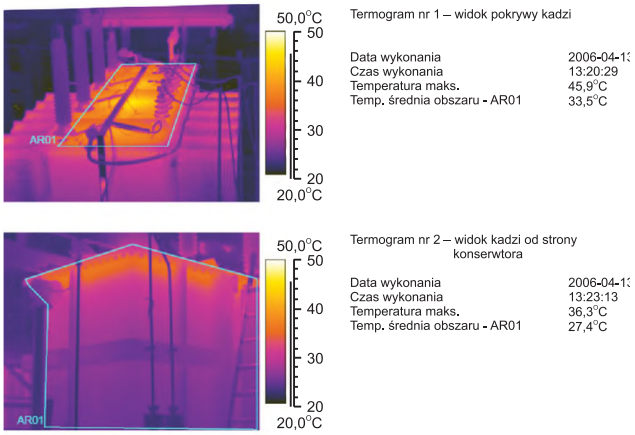
- obecnie praktycznie standardem jest wykonywanie pomiaru prądów magnesujących, który mimo że zalicza się do prób specjalnych jest stosunkowo prosty lecz bardzo przydatny do wykrywania wszelkich możliwych zwarć metalicznych lub zwarć „niepełnych" poprzez dużą rezystancję [8,15]. Jeżeli bowiem pomiar wykazuje nadmierną asymetrią tych prądów na poszczególnych fazach, można z dużym prawdopodobieństwem stwierdzić istnienie w transformatorze obwodu zwartego. Zaobserwowanie takiego efektu podczas prób odbiorczych przeważnie jest rezultatem błędu produkcyjnego. Zasadę pomiaru prądów magnesujących przedstawiono na rysunku 3.3 [8, 15],
- w ostatnich latach wprowadzono także do stałej praktyki fabrycznych prób odbiorczych pomiary sygnałów emisji akustycznej transformatora, które są pomocne przy wykrywaniu wyładowań niezupełnych. Za pomocą tej metody można lokalizować wyładowania występujące w izolacji papierowo-olejowej uzwojeń, a także uszkodzenia ekranów magnetycznych i połączeń do przepustów [6, 9],
- z punktu widzenia użytkownika ważne są pomiary i sprawdzenie przełączników zaczepów, które mają analogiczny zakres jak standardowe próby diagnostyczne [8]. Ich pełny zakres obejmuje:
  - sprawdzenie ogólnej poprawności działania przełącznika zaczepów, dokonywane już w ramach pomiaru przekładni (próba wyrobu). Jeżeli pomiar przekładni wykazuje wyraźne różnice w stosunku do wartości znamionowej, to jedną z przyczyn takiego stanu rzeczy może być przełącznik zaczepów lub też błąd produkcyjny (np. błędna liczba zwojów w jednym z uzwojeń). Jednak w praktyce rozbieżności wartości przekładni poszczególnych faz spowodowane są przeważnie nieprawidłowym stanem połączeń PPZ z uzwojeniem regulacyjnym,
  - pomiar czasów własnych przełącznika mocy (rys. 3.4) i porównanie ich z danymi katalogowymi producenta. W przypadku znaczących różnic konieczna jest konsul-

tacja z producentem przełącznika zaczepów,

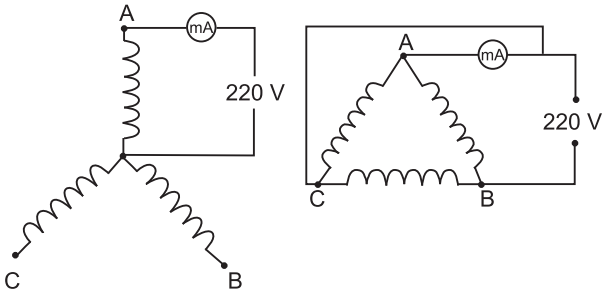
- pomiar czasów własnych klatki wybierakowej (rys. 3.5). W przypadku stwierdzenia przerw w działaniu przełącznika konieczna jest konsultacja z producentem przełącznika zaczepów,
- próba przełącznika zaczepów w stanie pracy jałowej transformatora, przy wzbudzeniu $1{,}1U_n$,
- próba przełącznika zaczepów w stanie obciążenia prądem nie mniejszym niż 30% I_n. Próbę tę w warunkach fabrycznych wykonuje się w stanie zwarcia transformatora.



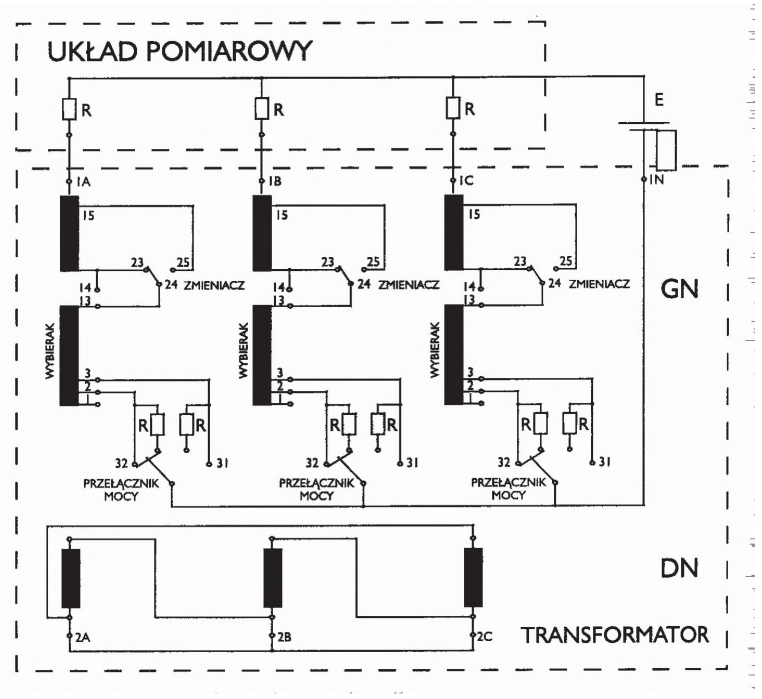
Rys. 3.1. Rozkłady temperatury w rdzeniu transformatora średniej mocy wyznaczone podczas zastępczej próby stanu jałowego (wzbudzenie realizowane przy pomocy kilkuzwojowego uzwojenia zastępczego)



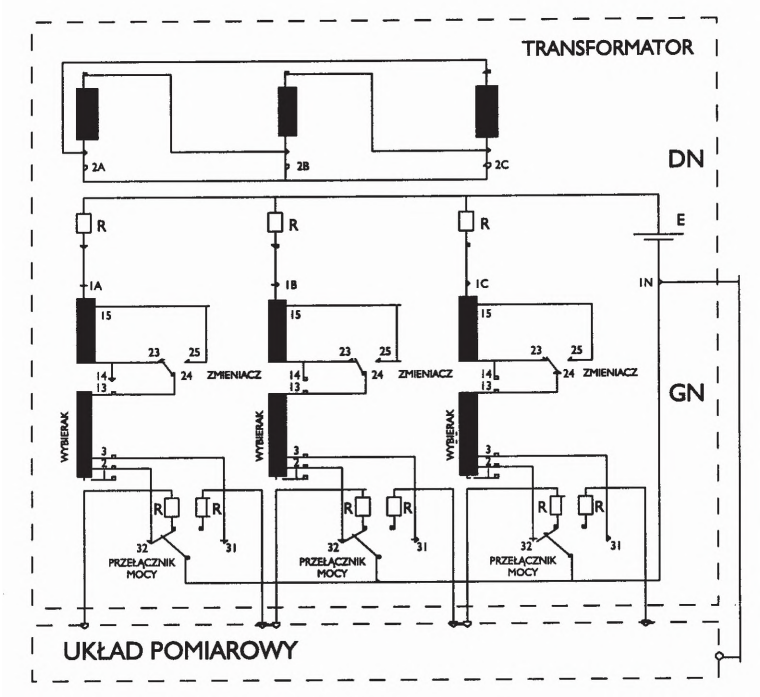
Rys. 3.2. Rozkłady temperatury na pokrywie transformatora średniej mocy wyznaczone podczas próby cieplnej



Rys. 3.3. Zasada pomiarów prądów magnesujących [8,15]



Rys. 3.4. Schemat badania podobciążeniowego przełącznika zaczepów PPZ



Rys.3.5. Schemat badania klatki wybieraków PPZ

3.3. KRYTERIA OCENY WYKONANIA TRANSFORMATORÓW

Polska Norma PN-EN 60076-1: „Transformatory – wymagania ogólne" podaje dopuszczalne odchyłki wykonawcze dla wszystkich głównych parametrów odbieranej jednostki, które są mierzone podczas próby wyrobu (tablica 3.1). W normach istnieją także inne wymagania odnoszące się do oceny wyników prób typu i specjalnych. Będą one omówione w punkcie 4-tym tego podrozdziału. Wymagania normatywne mają formę odpowiednich kryteriów, które określają przedział wartości dopuszczalnych lub granicznnych. Ich przekroczenie dyskwalifikuje transformator na próbie odbiorczej. Należy podkreślić, że zawarte w tablicy 3.1. wartości graniczne oraz tolerancje zostały opracowane w oparciu o wieloletnie – nie tylko polskie – doświadczenia użytkowników transformatorów i ich producentów. Stanowią one pewien kompromis między wymaganiami wynikającymi z warunków eksploatacji i możliwościami technologicznymi producenta. Nie oznacza to jednak, że dla każdego transformatora możliwe jest spełnienie wszystkich tych tolerancji. W szczególności problem ten dotyczy pomiarów przekładni oraz impedancji zwarcia i wynika z następujących przyczyn:

- niewiele różniące się napięcia znamionowe uzwojeń SN i DN w jednostkach 3-uzwojeniowych, a w tym uzwojenia cząstkowe zasilające mostki prostownikowe transformatorów specjalnych. Uzwojenia te posiadają zwykle takie same napięcia znamionowe, jednak jedno z nich jest skojarzone w gwiazdę, drugie w trójkąt. W każdym z tych przy-

padków główne rozwiązania transformatora, które spełniałyby warunek dopuszczalnego uchybu przekładni może być zrealizowany tylko dla pojedynczych i wybranych par zwojów uzwojeń SN i DN, z tym, że każda z tych par prowadzi do niekorzystnych parametrów transformatora (np. zbyt duża masa, niewłaściwe relacje strat jałowych i obciążeniowych). W takiej sytuacji przyjmuje się na ogół rozwiązanie optymalne pod względem technicznym i ekonomicznym, które nie spełnia np. wymagań normy w zakresie uchybów przekładni,

- często dla jednostek trójuzwojeniowych o konstrukcji tradycyjnej (uzwojenie DN przy rdzeniu, SN w środku między DN i GN, a uzwojenie GN na zewnątrz) w wymaganiach technicznych wartości napięć zwarcia U_z, wyliczone są z teoretycznej zależności:

$$\Delta U_{z(GN-DN)} = \Delta U_{z(GN-SN)} + \Delta U_{z(SN-DN)} \tag{3.1}$$

Natomiast w praktyce wykonawczej zależność (3.1) przyjmuje postać nierówności

$$\Delta U_{z(GN-DN)} \geq \Delta U_{z(GN-SN)} + \Delta U_{z(SN-DN)} \tag{3.2}$$

co może prowadzić np. do zwiększenia tolerancji dla napięć zwarcia pary GN-DN.
W niektórych przypadkach warunkiem zamówienia jest wykonanie transformatora o takich stratach jałowych i obciążeniowych, które nie przekraczają nominalnych wartości nawet o dopuszczalną standardową tolerancję. Wymóg taki powinien być jednak zawarty w kontrakcie.

Tak więc jeżeli konieczne jest w procesie produkcyjnym przyjęcie innych wartości tolerancji niż normatywne to fakt ten winien być jednoznacznie podany w wymaganiach technicznych oraz w kontrakcie zawieranym na wykonanie nowej jednostki.

W ramach prób odbiorczych transformatora dokonywane są także oględziny, stanowiące – wbrew potocznemu mniemaniu – bardzo istotny etap tych prób. Podczas tych oględzin sprawdza się m.in. zgodność rozmieszczenia wyposażenia z ustaleniami kontraktu i przepisami BHP (np. swobodny wylot z zaworu bezpieczeństwa, który ma przeciwdziałać nadmiernemu wzrostowi ciśnienia w kadzi, nie może znajdować się w pobliżu tak łatwo dostępnego przez obsługę miejscu jakim jest szafa przełącznika zaczepów).

Zakres prób odbiorczych obejmuje również sprawdzenie odległości między przepustami oraz przepustami a częściami uziemionymi i jeżeli w kontrakcie nie uzgodniono inaczej winny one być nie mniejsze od podanych w tablicach 3.2 oraz 3.3. Należy podkreślić, że weryfikacja tej odległości ma istotne znaczenie w jednostkach średniej mocy na napięcie 220 kV i wyższe, w których zwykle występuje problem z właściwym usytuowaniem przepustów.

Tablica 3.1. Tolerancje wykonawcze dla podstawowych parametrów transformatorów i autotransformatorów energetycznych według normy PN-EN 60076-1

Wielkość	Tolerancja
1. a) Straty całkowite b) Składowe strat } patrz uwaga 1	+ 10% strat całkowitych + 15% każdej składowej strat pod warunkiem, że tolerancja strat całkowitych nie została przekroczona
2. Przekładnia napięciowa na zaczepie znamionowym dla pary uzwojeń określonej jako pierwsza	Mniejsza z poniższych wartości: a) ± 0,5% wartości zdeklarowanej, b) ± 1/10 rzeczywistej procentowej impedancji na zaczepie znamionowym
Przekładnia napięciowa na innych zaczepach tej samej pary uzwojeń.	Do uzgodnienia, ale nie mniejsza niż mniejsza z wartości a) i b) podanych wyżej
Przekładnia napięciowa pozostałych par uzwojeń.	Do uzgodnienia, ale nie mniejsza niż mniejsza z wartości a) i b) podanych wyżej
3. Impedancja zwarcia - transformatora dwuuzwojeniowego o oddzielnych uzwojeniach lub - pary uzwojeń określonej jako pierwsza transformatora wielouzwojeniowego o oddzielnych uzwojeniach	
a) Zaczep znamionowy	± 7,5% zadeklarowanej wartości, gdy wartość impedancji jest większa lub równa 10% ± 10% zadeklarowanej wartości, gdy wartość impedancji jest mniejsza niż 10%
b) Pozostałe zaczepy	± 10% zadeklarowanej wartości, gdy wartość impedancji jest większa lub równa 10% ± 15% zadeklarowanej wartości, gdy wartość impedancji jest mniejsza niż 10%
4. Impedancja zwarcia - pary uzwojeń w połączeniu autotransformatorowym lub - pary uzwojeń określonej jako druga transformatora wielouzwojeniowego o oddzielnych uzwojeniach	
a) Zaczep znamionowy b) Pozostałe zaczepy pary - Dalsze pary uzwojeń	± 10% zdeklarowanej wartości ± 10% zdeklarowanej wartości dla danego zaczepu Do uzgodnienia ale nie mniej niż ± 15%
5. Prąd stanu jałowego	± 30% zdeklarowanej wartości

UWAGI
1 – Tolerancje start w transformatorze wielouzwojeniowym stosuje się do każdej pary uzwojeń jeśli udzielający gwarancji nie oświadczy, że stosują się one do określonych warunków obciążenia
2 – Dla niektórych autotransformatorów i transformatorów dodawczych niewielka wartość impedancji usprawiedliwia bardziej liberalną tolerancję. Transformatory o dużym zakresie regulacji, zwłaszcza, gdy zakres ten jest niesymetryczny, mogą również wymagać szczególnego potraktowania. Z drugiej strony jeśli transformator ma współpracować z istniejącą jednostką, to fakt ten może usprawiedliwić określenie i uzgodnienie mniejszych tolerancji impedancji. Zagadnienie specjalnych tolerancji powinno być uwzględnione na etapie zapytania ofertowego, zaś zrewidowane tolerancje powinny być uzgodnione między wytwórcą a zamawiającym
3 – „Wartość zdeklarowaną” rozumie się jako wartość podaną przez wytwórcę.

Tablica 3.2. Zalecane przez normę PN-EN 60076-1 minimalne odstępy izolacyjne między fazą a ziemią, między fazami, między fazą a zaciskiem neutralnym oraz do uzwojeń niższego napięcia od będących pod napięciem części izolatorów przepustowych z uzwojeń o $U_n \leq 170$ kV. Szereg oparty na praktyce europejskiej

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kVsk	Znamionowe napięcie probiercze piorunowe kVmax	Minimalny odstęp izolacyjny mm
3,6	20	
	40	60
7,2	60	90
112	75	110
17,5	95	170
24	125	210
	145	275
36	170	280
52	250	450
72,5	325	630
100	450	830
123	550	900
145	650	1250
170	750	1450

Tablica 3.3. Zalecane przez normę PN-EN 60076-1 minimalne odstępy izolacyjne między fazą a ziemią, między fazami, między fazą a zaciskiem neutralnym oraz do uzwojeń niższego napięcia od będących pod napięciem części izolatorów przepustowych z uzwojeń o U_n > 170 kV

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kVk	Znamionowe napięcie probiercze łączeniowe kVmax	Znamionowe napięcie probiercze piorunowe kVmax	Minimalne odstępy izolacyjne		
			między fazą a ziemią mm (uwaga 1)	między fazami mm (uwaga 1)	do innego uzwojenia mm (uwaga 1)
245	550	650	1250	450	1250
		750	1500	1800	1450
	850	850	1900	2250	1650
300	750	950	2300	2650	1750
		1050	2700	3100	1950
362	850	1175			2200
	950				
420	850	1050	2300	2650	1950
		1175	2700	3100	2200
	950	1300	3100	3500	2400
	1050	1425	3700	4200	2655
550	1175	1550	4400	5000	2850
	1300	1675	4400	5000	3100
	1300	1800	5000	5800	3300
800	1425	1950	5800	6700	3600
	1550	2100			3800

UWAGA 1 Oparte na napięciu probierczym łączeniowym
UWAGA 2 Oparte na napięciu piorunowym, patrz także 16.2.2
UWAGA 3 Odstępy izolacyjne mogą być inne, jeśli zostaną ustalone wyłącznie na podstawie napięć probierczych LI i AC
UWAGA 4 Linie przerywane nie są zgodne z IEC 60071-1. lecz są powszechną praktyką w niektórych krajach

3.4. PRÓBY ODBIORCZE

Na wstępie należy zaznaczyć, że w tym podrozdziale omówione będą jedynie podstawowe próby odbiorcze, które są przewidziane normami PN-EN 60076 dla olejowych transformatorów energetycznych. Autorzy zdecydowali jednak, że ze względu na często występujące w praktyce trudności interpretacyjne, więcej miejsca poświęcić tym pomiarom, których metodyka jest dość skomplikowana, a procedury wykonania posiadają liczne dodatkowe uwarunkowania.

Należy również podkreślić konieczność spełnienia niezwykle istotnego warunku dotyczącego wszystkich urządzeń wykorzystywanych przy pomiarach jakim są aktualne atesty dotyczące dokładności pomiarów (por. punkt 10.1 normy PN-EN 60076-1). Ponadto urządzenia te dodatkowo powinny być okresowo sprawdzane zgodnie z zasadami p. 4.11 normy ISO 9001.

POMIAR REZYSTANCJI UZWOJEŃ

Pomiar ten może być wykonany wszystkimi dostępnymi metodami jednak zawsze prądem stałym (np. metoda techniczna z zastosowaniem woltomierza i amperomierza lub metoda mostkowa). Bardzo istotnym wymogiem jest też, aby temperatura uzwojeń była jednoznacznie ustalona, a więc najlepiej, aby olej w kadzi miał temperaturę otoczenia. Ponieważ w praktyce pomiarowej spełnienie tego warunku, z różnych przyczyn, bywa trudne można w pewnych sytuacjach stosować również procedurę podaną w punkcie 10.2.3 normy PN-EN 60076-1. Polega ona na tym, że przed pomiarem rezystancji transformator powinien być w stanie beznapięciowym nie krócej niż 3 h. Wtedy temperaturę uzwojeń określa się jako średnią arytmetyczną temperatury oleju na górze i dole kadzi. Ponieważ dokładność określenia temperatury jest bardzo ważna, należy dążyć aby ta różnica była możliwie mała. Z tego powodu dopuszcza się włączenie cyrkulacji oleju, o ile transformator ma chłodzenie OF lub OD.

Pomiary rezystancji wykonuje się dla każdego uzwojenia, fazy i zaczepu, z zastosowaniem mierników klasy co najmniej 0,2. Dla jednostek 3-fazowych pomiar może być wykonany dla poszczególnych faz, gdy uzwojenia są skojarzone w gwiazdę lub zygzak z wyprowadzonym punktem gwiazdowym lub międzyprzewodowo dla pozostałych układów połączeń. W tym ostatnim przypadku rezystancje poszczególnych faz są określane obliczeniowo (3 równania z 3 niewiadomymi). Różnica rezystancji uzwojeń różnych faz nie powinna przekraczać 3% wartości średniej (norma PN-EN 60076-1 nie definiuje tej wartości, są to doświadczenia krajowe, wyniesione jeszcze ze starych norm PN/E-06040 i Instrukcji Eksploatacji [8]). Wyniki pomiarów rezystancji uzwojeń należy także porównać z danymi konstrukcyjnymi i jeżeli różnice są dość duże (np. przekraczają 3%) wynik winien być przedyskutowany z producentem, gdyż jeżeli występują jeszcze inne dodatkowe anomalie w rezultatach pomiarów, może to w sumie wskazywać na błąd produkcyjny.

Należy zauważyć, ze pomiar rezystancji jest bardzo istotną i dość trudną próbą odbiorczą, gdyż jest ona realizowana w obwodzie o dużej indukcyjności, co przy zastosowaniu mostkowej metody pomiaru utrudnia uzyskanie stanu równowagi, wpływającej na dokładność wyników. Dlatego zalecana jest metoda techniczna, która przez swoją prostotę może być uważana za niezawodną. Pomiar rezystancji uzwojeń musi być wykonywany w możliwie krótkim czasie, aby prąd pomiarowy nie zwiększył znacząco temperatury uzwojenia. Duże znaczenie pomiaru rezystancji uzwojeń i skojarzoną z nim temperaturą uzwojenia wynika m.in. z tego, że jego wynik jest również wykorzystywany w innych próbach odbiorczych, w tym próby zwarcia pomiarowego i próby cieplnej. W przypadku gdy istnieje potrzeba przeliczenia wyników pomiaru rezystancji uzwojeń R_1 z temperatury Θ_1 na temperaturę Θ_2, norma PN-EN 60076-2, w zależności od rodzaju uzwojenia, zaleca stosowanie następujących proporcji:

dla uzwojenia miedzianego

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{235 + \Theta_2}{235 + \Theta_1} \tag{3.1}$$

dla uzwojenia aluminiowego

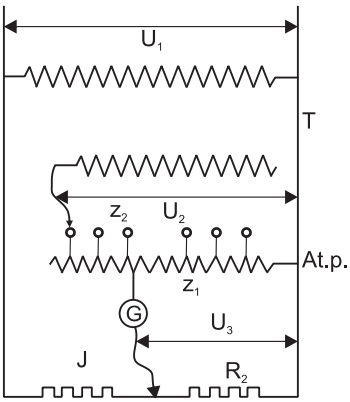
$$R_2 = R_1 \cdot \frac{225 + \Theta_2}{225 + \Theta_1} \tag{3.2}$$

gdzie: R_2 – *rezystancja uzwojenia w temperaturze* Θ_2.

Należy przy tym dodać, że wszystkie rodzaje uzwojeń, a w szczególności uzwojenia wykonane z miedzi, są swego rodzaju czujnikiem temperatury[1], który mierzy uśrednioną temperaturę na swojej wysokości. Dlatego – jak to często bywa w protokołach odbioru - ewidentnym błędem jest przyjmowanie do obliczeń temperatury oleju zmierzonej na pokrywie transformatora gdy pomiar rezystancji wykonywany jest na „ciepłym" transformatorze. Bowiem rzeczywista średnia temperatura uzwojenia jest inna od przyjętej na podstawie wskazań czujnika temperatury górnej warstwy oleju. W szczególny sposób różnice te mogą wystąpić podczas pomiarów wykonywanych porą zimową lub przy niskiej temperaturze otoczenia, gdy transformator nagrzany jest np. do temperatury rzędu 30°C.

POMIAR PRZEKŁADNI NAPIĘCIOWEJ I SPRAWDZENIE GRUPY POŁĄCZEŃ

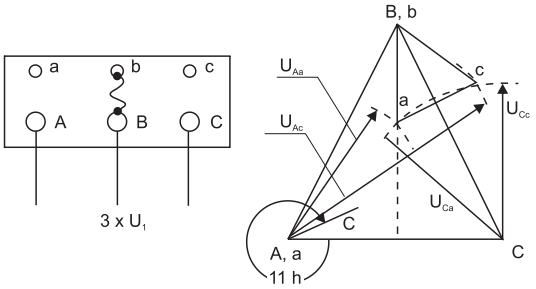
Pomiar ten wykonuje się w stanie jałowym przy wzbudzeniu trójfazowym (jednostki 3-fazowe) lub jednofazowym (jednostki 1-fazowe) jednego z uzwojeń (zazwyczaj GN). Natomiast w transformatorach jednofazowych zamiast grupy połączeń sprawdza się zgodność kierunków nawinięć z oznaczeniami zacisków (one wyznaczają kierunki nawinięć). Pomiar winien być wykonany na wszystkich zaczepach (jeżeli jednostka jest regulacyjna) i dla wszystkich par uzwojeń, miernikami klasy 0,1 lub lepszej, co podyktowane jest małą wartością dopuszczalnego uchybu przekładni (0,5% lub 0,1%) wartości napięcia zwarcia (tablica 3.1).



Rys. 3.6. Schemat ideowy i zasada działania mostka Keller'a do sprawdzania przekładni oraz grupy połączeń transformatorów 3-fazowych [1]

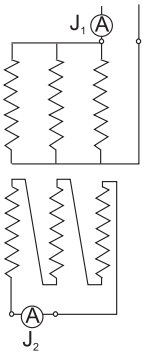
Wyznaczenie przekładni, jak i sprawdzenie grupy połączeń, można wykonać przez bezpośredni pomiar odpowiednich napięć na zaciskach transformatorów, metodą porównawczą z innym transformatorem wzorcowym o ściśle określonej przekładni i grupie połączeń, względnie metodą mostkową z zastosowaniem tzw. mostkiem Keller'a [1]. Ten ostatni, najbardziej rozpowszechniony sposób, stanowi w swej istocie praktyczne rozwinięcie metody porównawczej. Mostek Keller'a składa się bowiem z autotransformatora wzorcowego o regulowanej skokowo przekładni, nastawianych różnych grupach połączeń oraz układu mostkowego, który wykorzystując dodatkowo dzielnik napięcia pozwala z dużą

dokładnością określić przekładnię badanego transformatora (rys. 3.6). Jeżeli mostek nie daje się zrównoważyć – jeżeli wykluczyć jego błędne podłączenie – należy zawsze oczekiwać błędu produkcyjnego w badanym transformatorze, polegającego m.in. na istnieniu obwodu zwartego (nie tylko w uzwojeniach, ale także w rdzeniu) lub błędnie wykonanego połączenia uzwojeń transformatora, prowadzącego do innego przesunięcia fazowego napięć pierwotnych i wtórnych niż przyjęto w Specyfikacji Technicznej. Z reguły w takich sytuacjach, aby wykluczyć zaistnienia ewentualnych błędów pomiarowych, dokonuje się sprawdzenia przekładni napięciowej i grupy połączeń niezawodną metodą woltomierzową. Zasadę pomiaru przesunięcia fazowego napięć metodą woltomierzową, polegającą na porównaniu odpowiednich napięć międzyprzewodowych pokazano na rysunku 3.7.



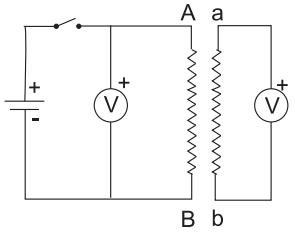
Rys. 3.7. Zasada sprawdzania grupy połączeń metodą woltomierzową

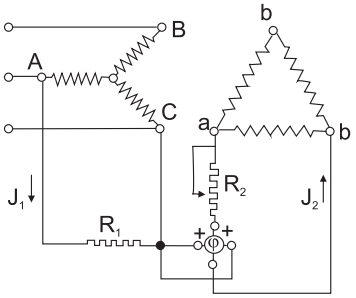
Natomiast przedstawione na rysunkach 3.8 oraz 3.9 schematy pozwalają poznać zasadę pomiaru przekładni względem uzwojenia kompensacyjnego z wyprowadzonymi tylko dwoma przepustami do rejestracji prądu składowej zerowej oraz sprawdzenia kierunku nawinięć uzwojeń metodą prądu stałego. Z kolei grupę połączeń transformatora można określić za pomocą fazomierza (rys. 3.10).



Rys. 3.8. Pomiar przekładni napięciowej dwoma amperomierzami, w stosunku do uzwojenia stabilizacyjnego z wyprowadzonymi dwoma przepustami na pokrywie [1]

Rys. 3.9. Sprawdzanie kierunku nawinięć uzwojeń z wykorzystaniem źródła prądu stałego oraz dwóch woltomierzy [1]





Rys. 3.10. Schemat ideowy sprawdzenia grupy połączeń za pomocą fazomierza [1]

POMIAR STRAT I PRĄDU STANU JAŁOWEGO

Pomiar wykonuje się zasilając znamionowym napięciem sinusoidalnym jedno z uzwojeń (najczęściej jest to uzwojenie DN) i mierząc straty mocy czynnej oraz prąd, tzw. „stanu jałowego". Pozostałe uzwojenia podczas tej próby są rozwarte. Według zaleceń normy PN-EN 60076-1 pomiary stanu jałowego powinny być wykonywane na transformatorze 'zimnym", a więc gdy jego temperatura jest równa lub niewiele odbiega od temperatury otoczenia na hali produkcyjnej wytwórcy. Nie podano jednak jakimi przesłankami kierowano się przyjmując to zalecenie, zatem wydaje się że pewne odstępstwa w tym zakresie nie powinny wpływać na merytoryczną poprawność wykonanej próby.

Bardzo istotne są natomiast warunki zasilania uzwojenia wzbudzanego, którym w powyższej normie poświęca się należytą uwagę. Skupia się ona przede wszystkim na następujących zagadnieniach:

- przy pomiarach transformatora 3-fazowego źródło zasilania winno być w miarę możliwości maksymalnie symetryczne. Warunek ten niekiedy jest podstawowa przesłanką przy wyborze generatora zasilającego próbę oraz uzwojenia wzbudzającego badany transformator,
- z fizyki procesu magnesowania rdzenia ferromagnetycznego wynika, że dla sinusoidalnego wzbudzenia oraz sinusoidalnej indukcji magnetycznej prąd magnesujący zawsze jest odkształcony ze znaczącym udziałem 3-harmonicznej. Istota takiego zachowania się obwodu magnetycznego z rdzeniem ferromagnetycznym powinna być zawsze zapewniona przy próbie stanu jałowego[2]. W tym celu zasilanie uzwojeń skojarzonych w gwiazdę powinno być 4-przewodowe tzn. w konfiguracji 3L+N. Przewód neutralny może być pominięty tylko wtedy, gdy jedno z uzwojeń badanej jednostki (nawet nie zasilane) jest skojarzone w Δ[3],
- w czasie próby stanu jałowego kształt napięcia zasilającego winien być kontrolowany co najmniej poprzez pomiar wartości średniej U' (miernik wyskalowany w wartościach skutecznych) oraz skutecznej napięcia zasilającego U. Jeżeli napięcie zasilające nie spełnia wymagań zalecanych przez normę PN-EN 60076-1 t.zn.:
  a) całkowita zawartość harmonicznych w napięciu THDU > 5%,
  b) wskazania mierników napięcia U' i U różnią się więcej niż 3%, rezultat pomiaru strat jałowych ΔP_{0m} należy skorygować według zależności:

$$\Delta P_0 = \Delta P_{0m} \cdot (1 + d) \tag{3.3}$$

gdzie:

$$d = \frac{U' - U}{U'} \tag{3.4}$$

- norma PN-EN 60076-1 nie bierze pod uwagę sytuacji, w której próba stanu jałowego może być wykonana przy częstotliwości znacząco różnej od znamionowej. Dla takiego przypadku nie podaje sposobu korygowania wyniku pomiaru strat jałowych. Wydaje się jednak, że w tej sytuacji można zastosować proponowaną przez prof. E. Jezierskiego i podaną we wzorze (3.5) procedurę przeliczeniową. Jednak konieczne jest przyjęcie założenia, że pomiar strat jałowych jest realizowany przy napięciu znamionowym, a jego częstotliwość nie różni się od znamionowej więcej niż 5%.

$$\Delta P_0 = \Delta P_{0m} \cdot \frac{1}{\left(1 + h \cdot \frac{f_n}{f} - 1\right)} \tag{3.5}$$

gdzie: f_n, f – *częstotliwość, odpowiednio znamionowa i występująca przy pomiarze,* h – *udział strat histerezowych w stratach ogólnych.*

Ponadto norma PN-EN 60076-1 zaleca, aby próba stanu jałowego była wykonana po próbach napięciowych, a w szczególności po próbie udarowej. Próba udarowa stanowi bowiem dla transformatora duży szok elektromagnetyczny, który wpływa na właściwości magnetyczne blachy transformatorowej i podnosi nieco straty jałowe. Ponadto wcześniejsze sprawdzenie układu izolacyjnego podczas testów napięciowych eliminuje prawdopodobieństwo powstania zwarcia przy próbie jałowej, które może być niszczące dla badanego transformatora.

Obecnie w większości przypadków przy próbie biegu jałowego wykorzystuje się cyfrowe analizatory mocy i sieci[4], które odpowiednio przystosowane posiadają wiele użytkowych zalet, a w szczególności pozwalają na bezpośredni odczyt i rejestrację całkowitej zawartości harmonicznych w napięciu zasilającym (THDU) oraz harmonicznych składowych nawet do 50-tej. W takim samym zakresie podają zawartość harmonicznych w prądzie stanu jałowego (THDI) oraz harmonicznych składowych (taki pomiar jest często wymagany przez odbiorców). Niekiedy do pomiarów strat jałowych jednostek najwyższych mocy, przy limitowanej mocy źródła zasilania, stosowane są specjalne układy pomiarowe z kompensacją mocy biernej, które eliminują negatywne skutki takiego źródła zasilania [17].

Dokonując pomiaru prądów stanu jałowego transformatora 3-fazowego należy uwzględniać fakt, że z uwagi na asymetrię obwodu magnetycznego występuje zawsze asymetria prądów tzn. w fazach skrajnych A i C prądy są zbliżone do siebie i wyraźnie mniejsze od prądu w fazie B. Z tego powodu jako wartość wypadkową przyjmuje się wartość średnią prądów dla trzech faz. Ponadto wyrażając ten prąd w procentach prądu znamionowego należy mieć na uwadze ustalenia normy PN-EN 60076-1, która zaleca aby prąd stanu jałowego był wyrażony w procentach prądu znamionowego uzwojenia o największej mocy, a więc zwykle uzwojenia GN.

Uwaga: zazwyczaj w jednostkach 3-uzwojeniowych próbę stanu jałowego wykonuje się zasilając transformator od strony uzwojenia DN lub SN, które najczęściej nie są uzwojeniami o największej mocy i przy określaniu procentowej wartości prądu stanu jałowego popełniane są niekiedy błędy.

Ponieważ ze względów praktycznych nie jest możliwe wykonanie próby stanu jałowego przy wzbudzeniu znamionowym, zawsze podczas tej próby określa się charakterystykę strat jałowych i prądu stanu jałowego w funkcji napięcia wzbudzenia, a następnie przez interpolację wyznacza się wartości znamionowe. Górny zakres wzbudzenia dla tej charakterystyki wyznacza dopuszczalne przewzbudzenie odbieranej jednostki i jeżeli w kontrakcie nie podano inaczej norma PN-EN 60076-1 określa to przewzbudzenie na +5%.

POMIAR STRAT OBCIĄŻENIOWYCH I IMPEDANCJI ZWARCIA

Ponieważ podstawowe wyniki tej próby – obciążeniowe straty znamionowe i znamionowa impedancja zwarcia – muszą być przeliczone na umowną temperaturę 75°C bardzo istotnym warunkiem towarzyszącym próbie jest – analogicznie jak przy pomiarze rezystancji – jednoznaczne określenie temperatury uzwojeń. Tak więc próbę wyznaczenia start obciążeniowych oraz pomiaru impedancji zwarcia najlepiej wykonać na transformatorze „zimnym", którego temperatura nie różni się zbytnio od temperatury otoczenia.

Uwaga: jeżeli tego nie przestrzegać i próbę wykonać na transformatorze „gorącym", w krótkim czasie po wyjęciu go z suszarni, łatwo wykazać, że przeliczone straty znamionowe na temperaturę 75°C będą zaniżone, a więc mniejsze od rzeczywistych. Aby w takich sytuacjach pomiar mógł być uznany za poprawny należy temperaturę uzwojeń nieco obniżyć i wyznaczać jako średnią arytmetyczną oleju na górze i dole kadzi, przy czym różnica ta winna być możliwie mała (można w tym celu, np. w jednostkach z chłodzeniem OF i OD włączać pompy olejowe dla wyrównania tej różnicy temperatury oleju)

Z innych istotnych wymagań jakie stawia temu pomiarowi norma PN-EN 60076-1 – podobnie jak przy pomiarze stanu jałowego – to częstotliwość równa znamionowej, zbliżone do sinusoidalnego napięcie zasilające oraz prądy w uzwojeniach nie mniejsze niż 50% I_n[5]. Pomiar strat obciążeniowych i impedancji zwarcia – zgodnie z istotą występujących zjawisk fizycznych – jest wykonywany przy zwartym jednym uzwojeniu i zasileniu drugiego, co w przypadku transformatora 3-uzwojeniowego oznacza wykonania trzech prób dla wszystkich występujących trzech par uzwojeń. W rezultacie otrzymuje się w tym przypadku również trzy pary strat obciążeniowych i trzy pary impedancji zwarcia. Dlatego PN-EN 60076-1 podaje w odniesieniu do tej sytuacji następujące zalecenia:

- jeżeli mierzona para uzwojeń posiada różne moce znamionowe, to straty obciążeniowe odnosi się zawsze do mniejszej z mocy znamionowej danej pary uzwojeń,
- impedancja zwarcia dla par uzwojeń jednostki 3-uzwojeniowej o różnych mocach znamionowych wyraża się zwykle w procentach impedancji znamionowej. Norma nie określa mocy odniesienia dla tego parametru, istotne jest natomiast tylko, aby moc odniesienia została podana przy określaniu impedancji zwarcia. W polskiej tradycji technicznej za moc odniesienia przyjmuje się zwykle największą z mocy wszystkich uzwojeń danej jednostki 3-uzwojeniowej. Jest to dopuszczalne w świetle obowiązującej normy, jednak moc odniesienia winna być i w tym przypadku jednoznacznie określona,
- biorąc pod uwagę różnorodne praktyki w definiowaniu procentowej wartości impedancji zwarcia jednostek 3-uzwojeniowych, aktualna norma PN-EN 60076-1 dopuszcza również podawanie impedancji zwarcia w jednostkach bezwzględnych, tzn. w [Ω]. Wymaga to z kolei określenia strony (uzwojenia), do której ta impedancja jest odnoszona. Najczęściej za tę stronę przyjmuje się GN. Odnoszenie do strony GN może być w pewnym stopniu uzasadnione również tym, że wtedy same wartości impedancji zwarcia wyrażają się zwykle w miarę „okrągłymi" i prostymi w zapisie, liczbami dziesiętnymi.

Sam układ pomiarowy przy próbie zwarcia jest w swej idei zbliżony do stosowanego przy próbie stanu jałowego (różnice wynikają z innych zakresów pomiarowych), z tym, że dla standardowych współczesnych stacji prób nie istnieje praktycznie problem harmonicznych prądów i napięć, a więc w tym względzie pomiar jest łatwiejszy. Również przy tej próbie bardzo często stosuje się obecnie analizatory cyfrowe.

Zgodnie z normą PN-EN 60076-1 – jeżeli w kontrakcie nie uzgodniono inaczej – pomiar strat obciążeniowych wykonuje się tylko dla zaczepów znamionowych jeżeli zakres regulacji nie przekracza 5%. Gdy zakres regulacji przekracza tą wartość dodatkowo wykonuje się pomiar również dla zaczepów skrajnych, W pewnych przypadkach, w szczególności dotyczy to jednostek specjalnych (np. transformatorów piecowych lub prostownikowych o szerokim zakresie regulacji) pomiary strat obciążeniowych i impedancji zwarcia mogą być wykonywane jeszcze na zaczepach pośrednich. Uwzględniając jednak zwiększony nakład pracy potrzebny na realizację takich pomiarów sprawa winna być uzgodniona w kontrakcie.

Istotnym problemem związanym z pomiarami strat obciążeniowych i impedancji zwarcia jest przeliczenie otrzymanych wyników na warunki znamionowe, tzn. na prąd I_n i temperaturę odniesienia równą 75°C. Co prawda odpowiednie wzory w tym zakresie podaje załącznik E (normatywny) do normy PN-EN 60076-1, jednak wydaje się, że pożytecznym będzie przypomnienie zasadniczego algorytmu tych przeliczeń:

straty obciążeniowe

- przeliczenie z kwadratem prądu pomierzonych w temperaturze Θ_t strat obciążeniowych P'_{obc} na prąd znamionowy, uzyskując wynik $P'_{obc(n)}$,
- z pomierzonych rezystancji uzwojeń R_i i przeliczonych na temperaturę Θ_t wyznaczenie strat podstawowych dla prądu I_n we wszystkich „k" uzwojeniach, które w danym pomiarze strat biorą udział. Straty te dla jednostki 3-fazowej wynoszą:

$$\Delta P'_{pod} = 3 \cdot \sum_{i}^{k} I^2_{n(i)} \cdot R_{(i)} \tag{3.6}$$

<u>Uwaga:</u> jeżeli jednostka jest 1-fazowa to we wzorze zamiast liczby 3 występuje 1.

- z wyznaczonych wyżej wartości strat oblicza się różnicę $\Delta P'_{dod,}$ która stanowi straty dodatkowe wywołane głównie prądami wirowymi w uzwojeniach i konstrukcji,

$$\Delta P'_{dod} = \Delta P'_{obc(n)} - \Delta P'_{pod} \tag{3.7}$$

- do przeliczeń strat obciążeniowych na temperaturę umowną 75°C stosuje się współczynnik k_Θ, który dla uzwojeń miedzianych jest równy:

$$k_\Theta = \frac{235 + 75}{235 + \Theta_{ot}} \tag{3.8}$$

- w/w norma zakłada, że straty podstawowe w uzwojeniach są proporcjonalne do współczynnika k_Θ, a dodatkowe odwrotnie proporcjonalne do tego współczynnika, co prowadzi do wyznaczenia znamionowych strat obciążeniowych ΔP_{obc} danej pary uzwojeń:

$$\Delta P_{obc} = \Delta P'_{pod} \cdot k_\Theta + \Delta P'_{dod} \cdot \frac{1}{k_\Theta} \tag{3.9}$$

impedancja zwarcia

- przeliczenie proporcjonalne do prądu pomierzonej w temperaturze Θ_t wartości napięcia zwarcia $\Delta U'_z$ (napięcie zasilania dla zwartego obwodu wtórnego) na prąd znamionowy, uzyskując wynik $\Delta U'_{z(n)}$. Wyrażenie tego wyniku w wartości względnej (w % – oznaczenie $\Delta u'_{z(n)}$), odnosząc ją od odpowiedniego napięcia znamionowego mierzonej strony transformatora (jeżeli np. pomiar był dokonywany międzyprzewodowo, to należy odnosić do takie samej wartości znamionowej),
- obliczenie względnej składowej rezystancyjnej napięcia zwarcia $\Delta u'_{r(n)}$ dla temperatury pomiaru i prądu znamionowego:

$$\Delta u'_{r(n)} = \frac{\Delta P'_{obc(n)}}{P_n} \cdot 100\% \tag{3.10}$$

gdzie: P_n – *moc znamionowa danej pary uzwojeń, do której jest odnoszone napięcie zwarcia (impedancja zwarcia),*

- obliczenie znamionowej składowej indukcyjnej napięcia zwarcia ux(n):

$$\Delta u_{x(n)} = \sqrt{(\Delta u'_{z(n)})^2 - (\Delta u'_{r(n)})^2} \tag{3.11}$$

- wyznaczenie względnej znamionowej składowej rezystancyjnej napięcia zwarcia, wykorzystując w tym celu m.in. zależność (3.9):

` $$\Delta u'_{r(n)} = \frac{\Delta P_{obc(n)}}{P_n} \cdot 100\% \tag{3.12}$$

- ostatecznie, korzystając z (3.11) i (3.12), otrzymuje się przeliczoną na temperaturę 75°C znamionową impedancję zwarcia $\Delta u_{z(n)}$ (lub inaczej napięcie zwarcia), która wynosi:

$$\Delta u_{z(n)} = \sqrt{(\Delta u_{x(n)})^2 + (\Delta u_{r(n)})^2} \tag{3.13}$$

Odnosząc się do przedstawionych algorytmów należy podkreślić, że w przypadku transformatorów średniej i dużej mocy (kategoria II i III), w których składowa reaktancyjna napięcia zwarcia $\Delta u_{x(n)}$ jest zazwyczaj znacznie większa od składowej rezystancyjnej ur(n), wprowadzone poprawki przy przeliczaniu napięcia zwarcia na temperaturę 75°C są z reguły bardzo niewielkie i dla celów praktycznych często uzyskuje się już zadawalający rezultat sprowadzając jedynie wynik pomiaru do znamionowego prądu (mocy). Takiego uproszczenia nie można jednak zastosować do przeliczania strat obciążeniowych na warunki znamionowe, a więc i na temperaturę 75°C. Bowiem w jednostkach tych kategorii występują zwykle dość duże straty dodatkowe wywołane prądami wirowymi w uzwojeniach oraz elementach konstrukcyjnych, co po uwzględnieniu zależności (3.9) może spowodować zauważalny wpływ temperatury na znamionową wartość strat obciążeniowych. Tak więc, w tym przypadku przeliczenia ze względu na temperaturę są bezwzględnie konieczne.

Należy przy tym podkreślić, że prezentowany algorytm przeliczeń strat obciążeniowych nie jest poprawny w odniesieniu do tzw. transformatorów z rozdzielonymi uzwojeniami. Bowiem w tych jednostkach występują grupy równoległe w uzwojeniach i dla pewnych warunków pracy obciążenie prądowe tych grup jest bardzo nierównomierne. W takim przypadku dokonywany na zaciskach transformatora pomiar rezystancji uzwojeń oraz próba zwarcia, nie dają wystarczających danych o rozpływie prądu obciążenia na grupy równoległe istniejące w uzwojeniach. Stąd obliczenie strat podstawowych według zależności (3.6) nie jest poprawne i zwykle zaniżone. W konsekwencji, określone według zależności (3.7) straty dodatkowe są znacznie przewartościowane, a zależność (3.9) prowadzi do zaniżenia znamionowych strat obciążeniowych. Ten specjalny przypadek nie jest objęty normą PN-EN 60076-1 i dla uzyskania poprawnej wartości znamionowych strat obciążeniowych w transformatorach z rozdzielonymi uzwojeniami, konieczne są odpowiednie uzgodnienia z producentem w sprawie przeliczeń wyników pomiarów tych strat na temperaturę 75°C.

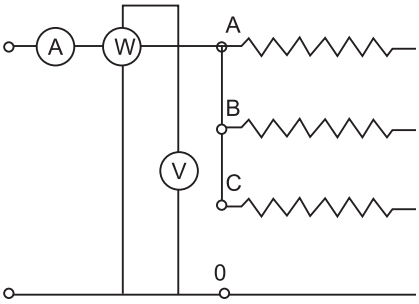
POMIAR IMPEDANCJI SKŁADOWEJ ZEROWEJ W TRANSFORMATORACH TRÓJFAZOWYCH

Generalnie, zasady pomiaru składowej zerowej impedancji zwarcia oraz przeliczenia na warunki znamionowe są analogiczne do opisanych przy omawianiu pomiaru strat obciąże-

niowych i impedancji zwarcia. Różnice polegają jedynie na innym, charakterystycznym dla tej składowej, układzie połączeń uzwojeń transformatora trójfazowego. Aktualny zestaw norm PN-EN 60076 opisuje pomiar składowej zerowej w sposób bardzo lakoniczny. Stąd zamieszczone tam informacje mogą być niewystarczające dla osób, które zawodowo nie zajmują się pomiarami i konstrukcją transformatorów. Poszerzoną wiedzę na ten temat można natomiast znaleźć w [1,18,19] oraz w „starej" polskiej normie PN-81/E-06040.10 „Transformatory, metody badań – POMIAR IMPEDANCJI DLA SKŁADOWEJ ZEROWEJ". Należy jednak zwrócić uwagę, że podany w niej wzór (4) na obliczenie samej impedancji jest błędny.

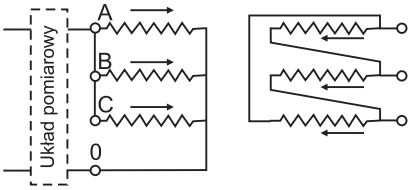
Charakterystyczne układy połączeń uzwojeń do pomiaru składowej zerowej impedancji zwarcia pokazano natomiast na rysunkach 3.11 – 3.14.

Z teorii składowych symetrycznych prądu 3-fazowego wynika, że przeprowadzenie pomiaru impedancji zwarcia dla składowej zerowej wymaga zasilania 1-fazowego oraz spowodowania przepływu prądu o takiej samej fazie przez wszystkie trzy fazy danego uzwojenia. Te zasadę można zrealizować przez zwarcie zacisków wejściowych danego uzwojenia skojarzonego w Y i połączenie ich z punktem gwiazdowym, jak pokazano na rysunku 3.11, względnie zasilenie prądem 1-fazowym dwóch zacisków rozwartego trójkąta, jak pokazano na rysunku 3.15.



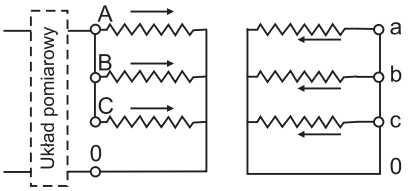
Rys.3.11. Układ do pomiaru składowej zerowej impedancji zwarcia i typowy układ połączeń uzwojenia zasilanego, skojarzonego w gwiazdę, z wyprowadzonym punktem gwiazdowym. Niewidoczne uzwojenie wtórne posiada np. rozwarty trójkąt

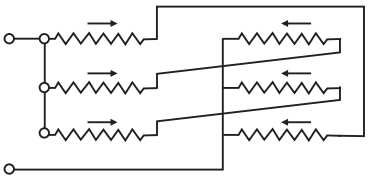
Jak już wcześniej wspomniano, pomiar klasycznej impedancji zwarcia transformatora trójfazowego – co w teorii składowych symetrycznych oznacza impedancję dla składowej zgodnej i przeciwnej (dla transformatora obie one są sobie równe) – wymaga zwarcia trzech zacisków drugiego uzwojenia, względem którego dokonuje się pomiaru. Tylko bowiem w takiej konfiguracji strumienie magnetyczne od uzwojenia zasilanego i uzwojenia zwartego mogą się wzajemnie kompensować, co jest warunkiem koniecznym przy pomiarze impedancji zwarcia.



Rys. 3.12. Konfiguracja połączeń zacisków transformatora o układzie Yd przy pomiarze składowej zerowej impedancji zwarcia

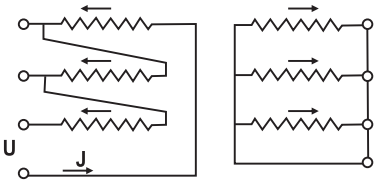
Rys. 3.13. Konfiguracja połączeń zacisków transformatora o układzie Yy z wyprowadzonym punktem gwiazdowym, przy pomiarze składowej zerowej impedancji zwarcia





Rys. 3. 14. Konfiguracja połączeń zacisków przy pomiarze składowej zerowej impedancji zwarcia transformatora o układzie Yz y z wyprowadzonym punktem gwiazdowym po stronie GN. Po stronie DN punkt gwiazdowy izolowany

Rys. 3.15. Konfiguracja połączeń zacisków transformatora przy pomiarze składowej zerowej impedancji zwarcia. Uzwojenie zasilane posiada rozwarty trójkąt, a drugie uzwojenie skojarzone w gwiazdę z wyprowadzonym punktem gwiazdowym



W przypadku pomiaru impedancji dla składowej zerowej samo zwarcie trzech zacisków uzwojenia wtórnego jest niewystarczające, gdyż nie wywołuje jeszcze prądu w tak zwartym uzwojeniu. Łatwo jest to wykazać w oparciu o rysunek 3.13. Bowiem w przypadku zwarcia tylko trzech zacisków wtórnych a, b i c wzbudzone przez stronę pierwotną strumienie w rdzeniu o takiej samej fazie wywołają w każdym uzwojeniu wtórnym identyczne SEM pod względem fazy i wartości. W ten sposób zaciski a, b i c będą posiadały takie same potencjały i ich zwarcie nie spowoduje w tym uzwojeniu przepływu prądu. Aby prąd taki popłynął, co jest warunkiem koniecznym do pomiaru impedancji dla składowej zerowej, należy nie tylko zewrzeć zaciski a, b i c, ale również połączyć je z punktem gwiazdowym uzwojenia wtórnego (rys. 3.13). Należy przy tym dodać, że wykonując pomiar impedancji według rysunku 3.13 tylko przy zwartych zaciskach a, b i c, otrzymuje się impedancję magnesującą dla impedancji składowej zerowej. Jej wartość jest wielokrotnie większa od impedancji zwarcia i czasami używa tej wielkości przy poszerzonej analizie impedancji dla składowej zerowej [19].

Omawiając różnice w metodach pomiaru impedancji rozproszenia i impedancji dla składowej zerowej należy zwrócić też uwagę na pokazany na rysunku 3.12 układ połączeń, który pokazuje uzwojenie wtórne skojarzone w trójkąt. Jak łatwo wykazać, dla takiego skojarzenia indukowane w poszczególnych fazach uzwojenia SEM sumują się w zamkniętym trójkącie i powodują przepływ prądów składowej zerowej, których strumienie kompensują strumienie pochodzące od uzwojenia pierwotnego. Jest to znana cecha uzwojeń skojarzonych w trójkąt. Dlatego w takim układzie możliwy jest, bez dokonywania jakichkolwiek zwarć na zaciskach, pomiar impedancji składowej zerowej. Należy przy tym dodać, że zwarcie trzech zacisków uzwojenia wtórnego nie powoduje jakichkolwiek zmian w konfiguracji przepływów strumieni, a zatem nie zmienia się również mierzona impedancja składowej zerowej.

Z punktu widzenia pomiaru impedancji dla składowej zerowej interesującą właściwość posiada układ o skojarzeniu w zygzak (rys. 3.14). Jak łatwo zauważyć, uzwojenie zasilające

o takim skojarzeniu wykazuje cechę samokompensacji prądów składowej zerowej i nawet w przypadku braku uzwojenia wtórnego posiada pewną własną impedancję dla tej składowej prądu. Gdyby w tym przypadku na rdzeniu umieścić dodatkowe uzwojenie wtórne, które zdolne jest przewodzić składową zerową (np. skojarzone w Δ) to wprowadziłoby ono dodatkowy przepływ w układzie i tym samym obniżyło wartość składowej zerowej impedancji układu.

Na zakończenie warto podkreślić, że zmierzona wartość składowej zerowej impedancji zwarcia zależy nie tylko od geometrii uzwojeń, ale również od układu połączeń i sposobu zwarcia strony wtórnej, przy której dokonuje się pomiaru. Stąd należy przyjąć generalne założenie, że wartość tej impedancji będzie prawidłowa, jeżeli pomiar jest wykonywany przy takiej konfiguracji połączeń oraz zwarcia strony wtórnej jaka jest stosowana i właściwa w eksploatacyjnych warunkach pracy. Przy wyznaczaniu impedancji składowej zerowej na podstawie wyników pomiaru rejestrowanych w układzie zasilania jak na rysunku 3.11, należy również uwzględniać fakt, że prąd w fazie uzwojenia jest równy 1/3 prądu zasilania. Z prezentowanych układów do pomiaru impedancji składowej zerowej można także wnioskować, że przepływy strumieni magnetycznych o takiej samej fazie w uzwojeniach poszczególnych faz będą powodowały powstanie tzw. „strumienia jarzmowego", który po części będzie zamykał się między jarzmem górnym i dolnym rdzenia, po części w powietrzu poza uzwojeniami oraz przez płaszcz kadzi i pokrywy. Jest to istotna różnica w konfiguracji strumienia rozproszenia przy pomiarze tradycyjnej impedancji zwarcia. W rezultacie efekt ten powoduje, że dla porównywanych układów uzwojeń, w których występuje kompensacja strumieni magnetycznych (odpowiednie amperozwoje), impedancja dla składowej zerowej jest od kilku do kilkunastu procent mniejsza od odpowiedniej impedancji zwarcia. W przypadku, gdy dla powyższych warunków takiej relacji nie ma należy przypuszczać , że jeden z wyników pomiarów jest błędny.

PRÓBY WYTRZYMAŁOŚCI ELEKTRYCZNEJ

Omawiając podstawowe informacje o poszczególnych próbach napięciowych autorzy skoncentrowali się, podobnie jak we wcześniej prezentowanych zagadnieniach, głównie na warunkach i metodyce ich przeprowadzenia, bez szczegółowego omawiania problemów pomiarowych. Bowiem, jak sądzimy, są one mniej istotne dla czytelnika i odbiorcy, który przeważnie tylko uczestniczy w tych pomiarach, a nie jest ich wykonawcą.

W aktualnej wersji polskiej normy PN-EN 60076-3 „Transformatory – część 3: Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne", podobnie jak i w normach innych krajów (np. amerykańskiej „IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers") metodyka prób napięciowych jest dość skomplikowana i bardzo zróżnicowana w zależności od najwyższego napięcia roboczego U_m badanego transformatora. Zagadnienie to w ostatnich latach było przedmiotem wielu publikacji [24-26]. Jak pokazano w tablicy 3.4, wartość napięcia roboczego decyduje nie tylko o napięciach probierczych, ale także o tym jakie próby należy zaliczyć do prób wyrobu, typu czy też do wykonywanych za porozumieniem odbiorcy i producenta prób specjalnych.

Tablica 3.4. Wymagania i próby dla różnych rodzajów uzwojeń wg PN-EN 60076-3

Rodzaj uzwojenia	Najwyższe napięcie urządzenia U_m kV	Próby				
		udarem piorunowym (LI) (patrz rozdział 13,14)	udarem łączeniowym (SI) (patrz rozdział 15)	długotrwała napięciem przemiennym (ACLD) (patrz 12.4)	krótkotrwała napięciem przemiennym (ACSD) (patrz 12.2 lub 12.3)	napięciem przemiennym doprowadzonym (patrz 11)
Izolacja niestopniowana	$U_m \leq 72,5$	typu (uwaga 1)	nie stosuje się	nie stosuje się (uwaga 1)	wyrobu	wyrobu
Izolacja stopniowana i niestopniowana	$72,5 < U_m \leq 170$	wyrobu	nie stosuje się	specjalna	wyrobu	wyrobu
	$170 < U_m < 300$	wyrobu	wyrobu (uwaga 2)	wyrobu	specjalne (uwaga 2)	wyrobu
	$U_m > 300$	wyrobu	wyrobu	wyrobu	specjalna	wyrobu

UWAGA 1. W niektórych krajach, w przypadku transformatorów o $U_m \leq 72,5$ kV, wymaga się przeprowadzenia próby udarem piorunowym L1 jako próby wyrobu oraz długotrwałej próby napięciem przemiennym ACLD jako próby wyrobu lub typu.

UWAGA 2. Jeśli krótkotrwała próba napięciem przemiennym ACSD jest wyszczególniona w specyfikacji, nie wymaga się próby udarem łączeniowym SI. Powinno zostać to wyraźnie podane w zapytaniu ofertowym.

Zamieszczone w normie PN-EN 60076-3 wymagania dotyczące wytrzymałości elektrycznej izolacji transformatorów są rezultatem wieloletnich doświadczeń, dociekań i badań prowadzonych przez użytkowników oraz producentów. Niewątpliwie stanowią one pewien kompromis między występującymi w eksploatacji zagrożeniami, a technicznymi możliwościami ich odwzorowania podczas prób odbiorczych. Jest jednak sprawą dość oczywistą, że podane w normie dane o próbach napięciowych nie uwzględniają wszystkich zagadnień szczegółowych, które w szczególności dotyczą:

- metodyki prób złożonych jednostek do regulacji podłużnej i poprzecznej [20],
- wyboru napięć probierczych, spełniających koordynację izolacji w miejscu zainstalowania odbieranej jednostki, zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 60071-1 „Koordynacja Izolacji – definicje, zasady i reguły". Norma PN-EN 60076-3 przewiduje – zgodnie z danymi tablic 3.5 i 3.6 – dla każdego napięcia U_m trzy poziomy probiercze i dokonany przez użytkownika wybór winien uwzględniać występujące lokalne przepięcia, a w tym powodowane przez operacje łączeniowe oraz przepięcia rezonansowe [21],
- ostatnie negatywne doświadczenia eksploatacyjne wskazują również na konieczność wnikliwego dokonywania wyboru napięć probierczych dla transformatorów eksploatowanych przy nieuziemionych zaciskach neutralnych i chronionych np. ochronnikami przepięciowymi [22, 23].

Wszystkie te istotne zagadnienia oraz przyjęte napięcia probiercze zostały – zgodnie wymogami formalnymi i załącznikiem A do normy PN-EN 60076-1 – uzgodnione z producentem przy składaniu zamówienia lub sprecyzowane w kontrakcie. Podczas uzgodnień w znaczący sposób ułatwia to wypracowanie metodyki oraz warunków prób odbiorczych.

Tablica 3.5. Znamionowe napięcia probiercze uzwojeń transformatorów dla $U_m \leq 170$ kV

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kVsk	Znamionowe napięcie probiercze piorunowe kVmax	Znamionowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone kVsk
3,6	20	10
7,2	40	20
12	60	28
17,5	75	38
24	95	50
	145	
36	145	70
	170	
52	250	95
60	280	115
72,5	325	140
100	380	150
123	450	185
145	550	230
170	650	275
	750	325

UWAGA: Linie przerywane mogą wymagać dodatkowych prób wytrzymałości izolacji międzyfazowej w celu wskazania, że wytrzymuje ona wymagane napięcia probiercze międzyfazowe

Tablica 3.6. Znamionowe napięcia probiercze uzwojeń transformatorów dla U_m > 170 kV

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kVsk	Znamionowe probiercze napięcie łączeniowe między fazą a ziemią kVmax	Znamionowe napięcie probiercze probiercze piorunowe kVmax	Znamionowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemiennne indukowane lub doprowadzone kVsk
245	550	650	325
300	650	750	360
362	750	850	395
	850	950	460
	950	1050	510
		1175	
420	850	1050	460
550	950	1175	510
	1050	1300	570
	1175	1425	630
800	1300	1550	680
	1300	1675	uwaga 3
	1425	1800	uwaga 3
	1550	1950	uwaga 3
		2100	

UWAGA 1: Linie przerywane nie są zgodne z IEC 60071-1, lecz są powszechną praktyką w niektórych krajach.
UWAGA 2. Dla transformatorów z izolacją niestopniowaną o bardzo niskich wartościach znamionowych wartości probierczych przemiennych, mogą być niezbędne specjalne środki w celu przeprowadzenia krótkotrwałych prób napięciem przemiennym indukowanym, patrz 12.2
UWAGA 3. Stosuje się tylko po uzgodnieniu.
UWAGA 4. Mogą być wymagane wyższe napięcia probiercze niż podane w ostatniej kolumnie w celu udowodnienia, że zostały spełnione wymagania odnośnie międzyfazowych napięć probierczych. Stosuje się to do niższych poziomów izolacji przypisanych różnym napięciom U_m w tablicy,

PRÓBY NAPIĘCIEM PIORUNOWYM LI

Próba ta sprawdza izolację główną i wzdłużną (międzycewkową i zwojową uzwojenia). Dla najwyższych napięć urządzenia $U_m \leq 72{,}5$ kV i izolacji niestopniowanej jest ona próbą typu, natomiast dla pozostałych napięć jest próbą wyrobu. Zwykle próbę tę wykonuje też się dla punktu gwiazdowego – jeżeli nie jest on przeznaczony do bezpośredniego uziemienia. W tym przypadku weryfikuje ona wytrzymałość udarową uzwojeń regulacyjnych i przełącznika zaczepów, jednak stopień zagrożenia zależy od wybranej pozycji przełącz-

nika zaczepów. Natomiast jeżeli punkt gwiazdowy jest przeznaczony do bezpośredniego uziemienia, to wtedy nie sprawdza się jego wytrzymałości elektrycznej napięciem LI.

Należy przy tym dodać, że zasadniczo przy sprawdzeniu punktu gwiazdowego polska norma nie przewiduje stosowania udaru uciętego. Mimo to, takie badanie jest regułą w praktyce. Ponadto praktyka polskich stacji prób przewiduje zazwyczaj wykonywanie próby udarem uciętym na grzbiecie (symbol – **LIC**) zacisków liniowych. Jednak wtedy musi to być jednoznacznie uzgodnione z producentem w podpisanym kontrakcie. Zgodnie z punktem 13.3.2 normy PN-EN 60076-3 wartość szczytowa udaru uciętego jest zwykle większa od pełnego o ok. 10%, a czas do ucięcia winien wynosić od 2 do 6 μs.

Dla transformatorów regulacyjnych w/w norma przewiduje również wykonywanie próby na zaczepie znamionowym PPZ jeżeli zakres regulacji jest nie większy niż ±5%. Przy większym zakresie regulacji norma nie zaleca uniwersalnego wyboru zaczepu, a wybór taki winien być przedmiotem uzgodnień między zamawiającym i producentem, przy uwzględnieniu zagrożeń występujących na poszczególnych zaczepach oraz konstrukcji transformatora. Jeżeli uzgodnień takich nie dokonano, to norma zaleca dla jednostki 3-fazowej wykonanie dla dwóch faz próby na zaczepach skrajnych, a dla jednej fazy próby na zaczepie znamionowym. Ponadto winny być spełnione następujące warunki wykonania prób:

- udar powinien mieć biegunowość ujemną, aby uniknąć przeskoków w powietrzu,
- na czas próby winny być zdemontowane iskierniki na przepustach lub winien być zwiększony odstęp między elektrodami,,
- kształt udaru znormalizowany z następującymi dopuszczalnymi odchyłkami (1,2 μs ± 30%)/ /(50 μs ± 20%). W uzasadnionych przypadkach norma dopuszcza odstępstwa od tego kształtu, co winno być przedmiotem uzgodnień między odbiorcą i producentem,
- zaciski „wolne" – niepróbowane – winny być uziemione bezpośrednio lub za pośrednictwem impedancji, nie większej od impedancji falowej linii, która jest dołączana do tych zacisków w czasie eksploatacji,
- dla jednostek transformatorowych o oddzielnych uzwojeniach napięcie pojawiające się podczas próby na zaciskach „wolnych" powinno przekraczać 75 % ich znamionowego napięcia probierczego przy skojarzeniu w Y, a dla skojarzenia w Δ wartość ta nie powinna być większa niż 50%,
- w autotransformatorach, gdy przy próbie zacisków liniowych nie można zapewnić znormalizowanego kształtu udaru, dopuszcza się uziemienie zacisków „wolnych" przez rezystor o wartości nie większej niż 400Ω. Jednak napięcia na tych zaciskach winny spełniać wymagania podane dla transformatorów (odpowiednio 75% i 50%),
- jeżeli wykonuje się próbę udarem pełnym i uciętym, to kolejność przykładanych udarów do danego zacisku winna być następująca: – jeden udar obniżony (50% do 75% udaru probierczego), – jeden udar pełny probierczy, – jeden lub więcej udarów uciętych obniżonych, – dwa udary ucięte probiercze, dwa udary pełne probiercze.

Ocenę wyniku próby dokonuje się w oparciu o porównanie zarejestrowanych czasowych charakterystyk napięć i prądów przy próbach udarami o obniżonym napięciu i udarami probierczymi. Wynik próby jest pozytywny jeżeli między tymi charakterystykami nie występują różnice. W przypadku, gdy pojawią się wątpliwości co do interpretacji ewentualnie występujących rozbieżności w oscylogramach lub zapisach cyfrowych kolejnych przebiegów, należy wykonać trzy kolejne, następujące po sobie próby udarem pełnym lub powtórzyć całą próbę dla danego zacisku, którego wątpliwości oceny wyniku próby dotyczą.

Ponadto należy zwrócić uwagę, że przy interpretowaniu wyników próby ważną rolę pełnią wykonane obserwacje anormalnego zachowania się badanego transformatora w postaci np. dodatkowych efektów dźwiękowych. Mogą być one pomocne przy ocenie zarejestrowanych zapisów, jednak same nie stanowią dowodu przy orzekaniu o wyniku próby.

PRÓBY NAPIĘCIEM ŁĄCZENIOWYM SI

Zgodnie z podanymi w tablicy 3.4 danymi próbę tę stosuje się tylko dla transformatorów oraz autotransformatorów o napięciach $U_m > 170$ kV i jest to próba wyrobu. Norma zastrzega jednak, że jeżeli dla napięć 170 kV $< U_m <$ 300 kV deklaruje się wykonanie próby ACSD, to nie wymaga się próby SI, jednak winno to być jednoznacznie podane w Specyfikacji Technicznej już na etapie zapytania ofertowego. Zgodnie z PN-EN 60076-3 warunki wykonania próby udarem łączeniowym winny być następujące:

- czas trwania czoła udaru co najmnie 100 μs,
- czas trwania napięcia o wartości większej od 90% wartości szczytowej udaru co najmniej 200 μs,
- czas do pierwszego przejścia przez zero co najmniej 500 μs, ale zaleca się 1000 μs,

Uwaga: kształt ten różni się celowo od kształtu znormalizowanego (IEC 60060.1), gdyż uwzględnia ograniczenia wynikające z nasycania się rdzenia w czasie próby. Wydłużenie czasu trwania czoła jest zazwyczaj potrzebne dla uzyskania równomiernego rozkładu napięcia na uzwojeniu badanym, jednak czas ten nie powinien być dłuższy niż 250 μs, a ponadto o granicznej jego wartości decyduje nasycenie się rdzenia. Czas ten można nieco wydłużyć przez magnetyzm szczątkowy przeciwnej biegunowości, uzyskany przez przyłożenie do badanego zacisku udaru łączeniowego o przeciwnej niż probierczy i niższej nieco od niego wartości szczytowej.

- próbę wykonuje się przykładając do badanego zacisku udar łączeniowy o parametrach j.w. i biegunowości ujemnej, celem uniknięcia ryzyka wystąpienia zewnętrznych przeskoków iskrowych w układzie probierczym,
- sama próba polega na przyłożeniu do badanego zacisku jednego udaru skalującego (wartość szczytowa 50%..75% udaru probierczego), a następnie trzy udary o pełnym napięciu probierczym. Rejestrowany powinien być co najmniej kształt udaru doprowadzonego oraz prąd w punkcie gwiazdowym,
- w czasie próby transformator winien być w stanie jałowym, jednak jeden jego punkt winien być skutecznie uziemiony. W jednostce 3-fazowej jest to punkt gwiazdowy. Ponieważ próba jest wykonywana faza po fazie, między zaciskami różnych faz występuje napięcie ok. 50% większe niż napięcie doziemne fazy badanej,
- jeżeli transformator posiada regulację, to fakt ten powinien być uwzględniony analogicznie jak przy próbie LI.

Wynik próby SI norma PN-EN 60076-3 uznaje za pozytywny jeżeli na rejestrowanych przebiegach nie nastąpi gwałtowne załamanie napięcia lub brak ciągłości prądu w punkcie gwiazdowym. Podobnie jak przy próbie LI mogą być dokonywane dodatkowe obserwacje, wspierające kryteria oceny wyniku próby, jednak same w sobie nie decydują o jej wyniku.

PRÓBY NAPIĘCIEM ACSD

Na wstępie warto zaznaczyć, że we wcześniejszych normach próba ACSD była często określana jako AC i znana jako tzw. „zwyżka napięcia”. Zgodnie z normą PN-EN 60076-3

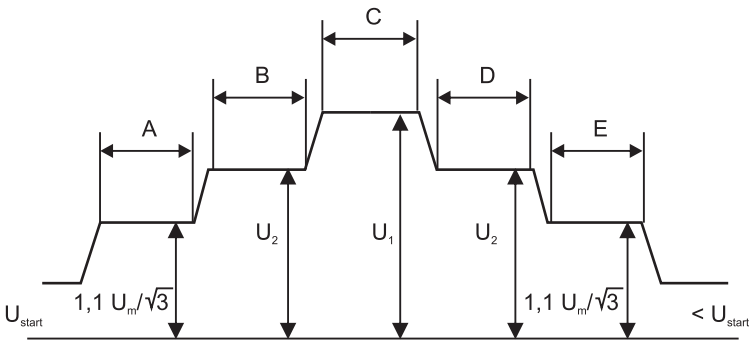
(tablica 3.4) jest ona wykonywana jako próba wyrobu dla jednostek o napięciu $U_m \leq 170$ kV, niezależnie od tego czy posiadają izolację niestopniowaną lub stopniowaną. Dla napięć wyższych jest to próba specjalna, z tym że jeżeli dla transformatorów o napięciu do $U_m < 300$ kV jest ona uzgodniona w specyfikacji technicznej to równocześnie nie jest wymagana próba udarem łączeniowym. Dla napięć $U_m > 72{,}5$ kV próba jest zwykle przeprowadzana wraz z pomiarem wyładowań niezupełnych (WNZ). Stwierdzony w trakcie próby brak wyładowań niezupełnych, pozwala oczekiwać, że nie pojawią się one również w eksploatacji. Należy podkreślić, że pomiar WNZ nie jest obligatoryjny, dlatego jego wykonanie winno być on jednoznacznie zadekretowane już na etapie składania zamówienia. Czas próby winien wynosić 60 s, jeżeli częstotliwość próby f_p jest nie większa niż $2f_n$. Natomiast dla $f_p > 2f_n$ czas próby t_p winien wynosić:

$$t_p = 120 \cdot \frac{f_n}{f_p} \quad [s] \tag{3.14}$$

lecz nie może jednak być krótszy niż 15 s.

Dla transformatorów z izolacją niestopniowaną uzwojenia GN próbę wykonuje się przy zasilaniu 3-fazowym symetrycznym. Jeżeli najwyższe napięcie robocze transformatora $U_m < 72{,}5$ kV próbę przeprowadza się zazwyczaj bez pomiaru WNZ. Jej wynik jest pozytywny jeżeli nie nastąpiło gwałtowne załamanie napięcia probierczego.

Podczas próby ACSD sprawdza się tylko izolację międzyfazową, natomiast izolacja doziemna jest, sprawdzana napięciem doprowadzonym. Dla transformatorów o napięciu $U_m > 72{,}5$kV i z izolacją niestopniowaną uzwojenia GN próbę tę wykonuje się na ogół wraz z pomiarem WNZ. Norma PN-EN 60076-3 narzuca, aby przebieg napięcia probierczego przy tej próbie był taki jak na rysunku 3.16, a parametry czasowe C i D oraz napięciowe U_2 i U_1 były zgodne z zależnościami (3.15) oraz (3.16).



Rys. 3.16. Przebieg napięcia probierczego przy pomiarach WNZ dla prób ACSD i ACLD; parametry czasowe A=B=E=5 min. Próby te różnią się parametrem czasowymi D oraz wartościami napięć U_2 i U_1

Parametry czasowe

$C \leq 60$ s w zależności od częstotliwości wg wzoru (3.14), (3.15)

$D \leq 5$ min,

Parametry napięciowe dla izolacji niestopniowanej

$$U_2 = \begin{cases} 1{,}3\ U_m/\sqrt{3} \text{ - napięcie doziemne zacisku liniowego uzwojenia,} \\ 1{,}3\ U_m \text{- napięcie między fazami,} \end{cases} \qquad (3.16)$$

U_1 =- według danych z tablicy 3.5.

Uwaga: w tablicy 3.7 zestawiono wartości znormalizowane powyższych napięć

Wynik próby ACSD dla izolacji niestopniowanej i U_m > 72,5 kV będzie pozytywny jeżeli:

– nie wystąpi gwałtowne załamanie napięcia probierczego,
– ustabilizowany poziom WNZ przy U_2 i czasie D (rys. 3.16) nie przekroczy ładunku pozornego 300 pC,
– wartość ładunku pozornego WNZ nie wykazuje tendencji wzrostowej,
– ustabilizowana wartość ładunku pozornego WNZ przy 1,1 $U/\sqrt{3}$ nie przekroczy 100 pC.

Próba ACSD dla transformatorów trójfazowych z izolacją stopniowaną uzwojenia GN o maksymalnym napięciu roboczym U_m > 72,5 kV wymaga zazwyczaj wykonania dwóch następujących zestawów prób, przy czym każdej powinien towarzyszyć pomiar WNZ:

- próby wytrzymałości doziemnej przy znamionowych napięciach probierczych doziemnych,
- próby wytrzymałości międzyfazowej z uziemionym zaciskiem gwiazdowym przy znamionowych napięciach probierczych międzyfazowych.

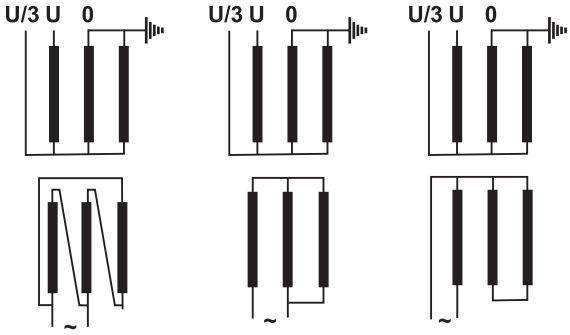
Tablica 3.7. Napięcia probiercze przy próbie ACSD transformatorów z izolacją niestopniowaną o U_m > 72,5 kV (wartości skuteczne). Dane według tablicy D.1 normy PN-EN 60076-3

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kV	Znamionowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone wg tablicy 3.5 lub 3.6 kV	Napięcie probiercze U_1 międzyfazowe kV	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnyc h między fazą a ziemią $U_2 = 1{,}3\ U_m/3$ kV	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych międzyfazowych $U_2 = 1{,}3\ U_m$ kV
100	150	150	75	130
100	185	185	75	130
123	185	185	92	160
123	230	230	92	160
145	185	185	110	185
145	230	230	110	185
145	275	275	110	185
170	230	230	130	225

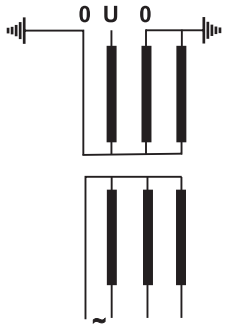
170	275	275	130	225
170	325	325	130	225
245	325	325	185	320
245	360	360	185	320
245	395	395	185	320
245	460	460	185	320
300	395	395	225	390
300	460	460	225	390
362	460	460	270	470
362	510	510	270	470
420	460	460	290	505
420	510	510	290	505
420	570	570	315	545
420	630	630	315	545
550	510	510	380	660
550	570	570	380	660
550630	630	380	660	
550	680	680	380	660
UWAGA 1 – Dla U_m = 550 kV oraz niektórych U_m = 420 kV zaleca się, aby napięcie określające poziom WNZ zostało zmniejszone, odpowiednio do 1,2 $U_m/3$ i 1,2 U_m.				
UWAGA 2 – Jeśli napięcie wytrzymywane ACSD U_1 jest mniejsze niż napięcie U_2 określające poziom wnz międzyfazowych, zaleca się napięcie U_1 przyjąć jako równe U_2 oraz odpowiednio zaprojektować wewnętrzne i zewnętrzne odstępy izolacyjne.				

Często jednak przy odpowiednim układzie połączeń (rys. 3.17 oraz 3.18) i wzbudzeniu 1-fazowym oraz równych sobie napięciach probierczych doziemnych i międzyfazowych można dokonać jednoczesnego sprawdzenia obu tych wytrzymałości podczas próby. Jednak powtarzana jest ona trzykrotnie dla poszczególnych faz. Jeżeli izolacja międzyfazowa jest sprawdzana oddzielnie wykonuje się ją przy wzbudzeniu 3-fazowym i uziemionym punkcie gwiazdowym.

Dla transformatorów 1-fazowych przy próbie ACSD oczywiście sprawdzana jest tylko izolacja doziemna, przy uziemionym zacisku przeznaczonym do połączenia w punkt gwiazdowy zespołu tych jednostek.



Rys. 3.17. Schematy połączeń uzwojeń transformatorów 3-fazowych 3-kolumnowych o stopniowanej izolacji przy próbie ACSD



Rys. 3.18. Schematy połączeń uzwojeń transformatorów 3-fazowych 5-kolumnowych o stopniowanej izolacji przy próbie ACSD

Według normy PN-EN 60076-3 warunki wykonania próby ACSD dla transformatorów o stopniowanej izolacji i U_m > 72,5 kV winny uwzględniać – poza tym co podano już wcześniej – także:

- w transformatorach (i autotransformatorach) regulacyjnych często zaczepy regulacyjne wykorzystuje się do uzyskania lub lepszego dopasowania napięć probierczych na wszystkich uzwojeniach,
- z rysunku 3.17 wynika, że zastosowanie tych układów regulacyjnych wymaga, aby punkt zerowy miał np. poziom napięciowy równy 1/3 poziomu napięciowego doziemnego zacisku liniowego,
- w czasie próby napięciowej jednego uzwojenia (np. GN) wszystkie inne winny mieć uziemione punkty gwiazdowe,
- przy wyborze układu połączeń do próby ACSD należy uwzględniać występujące napięcie zwojowe i w oparciu o tę wartość oraz możliwości techniczne generatora probierczego ustala się wartość częstotliwości f_p i czas próby t_p (zależność (3.14),
- profil napięcia probierczego winien być zgodny z rysunkiem 3.16, a czasy wg zależności (3.15). Inne są nieco parametry napięciowe (zależność (3.16)) przy próbie izolacji międzyfazowej. Dla omawianych jednostek z izolacją stopniowaną wynoszą one:
- napięcie przy pomiarze WNZ $U_2 = 1.3\,U_m$ może być stosowane aż do U_m = 550 kV, jednak dla U_m =420 kV i 550 kV (napięcia probiercze 460 kV i 510 kV) przy wyznaczaniu wartości ładunku pozornego WNZ zaleca się obniżyć napięcie do wartości $U_2 = 1.2\,U_m$,
- przy próbie izolacji doziemnej, sprawdzanej podczas trzech prób napięciem 1-fazowymi (rys. 3.17, 3.18) wyznaczenie wartości ładunku pozornego WNZ powinno odbywać się przy napięciu $U_2 = 1{,}1\,U\sqrt{3}$. Znormalizowane wartości tego napięcia podano w tablicy 3.8.

Tablica 3.8. Napięcia probiercze przy próbie ACSD transformatorów z izolacją stopniowaną o U_m > 72,5kV (wartości skuteczne). Dane według tablicy D.2 normy PN-EN 60076-3

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kV	Znamionowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone wg tablicy 3.5 lub 3.6 kV	Napięcie probiercze U_1 doziemne równe międzyfazowemu kV	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych między fazą a ziemią $U_2 = 1{,}5\ U_m/\sqrt{3}$ kV	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych międzyfazowych $U_2 = 1{,}3\ U_m/\sqrt{3}$ kV
100	150	150	87	130
100	185	185	87	130
123	185	185	107	160
123	230	230	107	160
145	185	185	125	185
145	230	230	125	185
145	275	275	125	185
170	230	230	145	225
170	275	275	145	225
170	325	325	145	225
245	325	325	215	320
245	360	360	215	320
245	395	395	215	320
245	460	460	215	320
300	395	395	260	390
300	460	460	260	390
362	460	460	315	460
362	510	510	315	460
420	460	460	365	504
420	510	510	365	504
420	570	570	365	545
420	630	630	365	545
550	510	510	475	660
550	570	570	475	660
550	630	630	475	660
550	680	680	475	660
UWAGA 1 – Dla U_m = 550 kV oraz niektórych U_m = 420 kV zaleca się, aby napięcie określające poziom WNZ zostało zmniejszone, odpowiednio do $1{,}2\ U_m/\sqrt{3}$ i 1,2 U_m.				
UWAGA 2 – Jeśli napięcie wytrzymywane ACSD U_1 jest mniejsze niż napięcie U_2 określające poziom WNZ międzyfazowych, zaleca się napięcie U_1 przyjąć jako równego U_2 oraz odpowiednio zaprojektować wewnętrzne i zewnętrzne odstępy izolacyjne.				

Zgodnie z normą PN-EN 60076-3 wynik próby ACSD dla izolacji stopniowanej i U_m > 72,5 kV będzie pozytywny jeżeli:

– nie wystąpi gwałtowne załamanie napięcia probierczego,
– ustabilizowana wartość ładunku pozornego WNZ dla prób izolacji doziemnej, przy $U_2 = 1{,}5\ U_m/\sqrt{3}$ i czasie D (rys. 3.16) nie przekroczy 500 pC,

– ustabilizowana wartość ładunku pozornego WNZ dla prób izolacji międzyfazowej nie przekroczy 300 pC przy $U_2 = 1.3\ U_m$ (względnie dla uzgodnionych warunków przy $U_2 = 1.2\ U_m$)
– wartość ładunku pozornego WNZ nie wykazuje tendencji wzrostowej.

PRÓBY NAPIĘCIEM ACLD

Zgodnie z normą PN-EN 60076-3 (tablica 3.4) próba ACLD jest przewidywana dla transformatorów o najwyższym napięciu $U_m > 72{,}5$ kV, niezależnie od tego czy posiadają izolację stopniowaną czy też niestopniowaną. Jednak dla 72,5 kV < U_m 170 kV jest to próba specjalna, zaś dla napięć wyższych próbą wyrobu. Zgodnie z powyższą normą, warunki przeprowadzenia próby ACLD są następujące:

– transformator trójfazowy winien być poddany próbie faza po fazie w układzie jednofazowym pokazanym na rysunku 3.19, przy czym niezależnie od skojarzenia jeden punkt uzwojenia winien być uziemiony (albo punkt gwiazdowy, albo wierzchołek trójkąta).

Uwagi: 1.Gdyby uzwojenie skojarzone w Y próbować przy wzbudzeniu 3-fazowym symetrycznym, to izolacja międzyfazowa winna być zwymiarowana na 173% napięcia probierczego doziemnego,

2. Gdyby uzwojenie skojarzone w próbować przy wzbudzeniu 3-fazowym symetrycznym to izolacja międzyfazowa byłaby mniej zagrożona, ale układ pracowałby z pływającym potencjałem, co groziłoby niekontrolowanymi przeskokami i uszkodzeniem badanej jednostki,

3. W czasie próby inne uzwojenia niepróbowane winny mieć jeden punkt uziemiony (punkt gwiazdowy lub wierzchołek trójkąta),

4. Przy próbie jednostki 3-fazowej faza po fazie oznacza dwukrotne próbowanie każdego zacisku i uzwojenia, co jest dopuszczalne gdyż próba sprawdza jakość transformatora, a nie jego konstrukcję.

– jednostki jednofazowe winny być testowane – podobnie jak przy próbie ACSD – przy wzbudzeniu 1-fazowym i jednym punktem uziemionym,
– układy probiercze winny być przedmiotem uzgodnień miedzy odbiorcą i zamawiającym już na etapie podpisywania kontraktu,
– czasowy przebieg napięcia przy próbie winien być zgodny z rysunkiem 3.16 dla następujących wartości parametrów C, D, U_1 oraz U_2:

$$D = \begin{cases} 60 \text{ min. Dla } U_m \geq 300 \text{ kV}, \\ 30 \text{ min. Dla } U_m < 300\text{k V}, \end{cases} \tag{3.17}$$

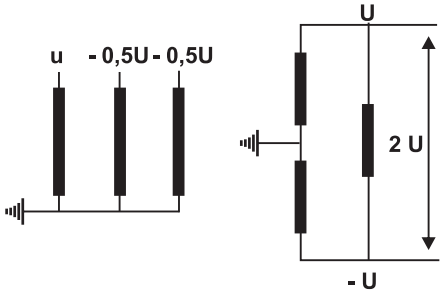
$$C \text{ – zgodnie z wzorem (3.14)} \tag{3.18}$$

$$U_1 = 1{,}7\ U_m/\sqrt{3} \text{ oraz } U_2 = 1{,}5\ U_m/\sqrt{3}$$

Uwaga: Jeżeli w warunkach eksploatacyjnych transformatory są poważnie narażone na przepięcia to winno to być zawarte w kontrakcie i wtedy można przyjąć warunki określone przez (3.17)

$$U_2 = 1{,}6\ U_m/\sqrt{3} \text{ oraz } U_1 = 1{,}8\ U_m/\sqrt{3} \tag{3.19}$$

– próbę należy rozpocząć przy początkowym napięciu $U_{start} \leq 1/3$ wartości U_2.



Rys.3.19. Układy połączeń uzwojeń o skojarzonym Y
i przy próbie ACLD transformatorów 3-fazowych

Zgodnie z normą PN-EN 60076-3 wynik próby ACLD będzie pozytywny jeżeli:

- nie wystąpi gwałtowne załamanie napięcia probierczego,
- ustabilizowana wartość ładunku pozornego WNZ przy U_2 i czasie D (rys.3.16) nie przekroczy 500 pC,
- wartość ładunku pozornego WNZ nie wykazuje tendencji wzrostowej, przy czym zaleca się nieuwzględnianie sporadycznych, nie podtrzymywanych nawet wysokich chwilowych impulsów,
- ustabilizowany wartość ładunku pozornego WNZ nie przekracza 100 pC przy napięciu $1{,}1\ U_m/\sqrt{3}$.

Ponadto próbę uważa się za nieniszczącą, jeżeli nie nastąpiło przebicie izolacji, chyba, że przez długi czas utrzymują się bardzo wysokie wartości ładunku pozornego WNZ. Według interpretacji normy niespełnienie podanych wyżej kryteriów WNZ nie powinno stanowić podstawy do natychmiastowego odrzucenia transformatora, lecz sprawa winna być przeanalizowana z udziałem producenta i odbiorcy. Sugestie w tym zakresie podano w Załączniku A do normy PN-EN 60076-3.

PRÓBA NAPIĘCIEM PRZEMIENNYM DOPROWADZONYM

Zgodnie z tablicą 3.4 oraz normą PN-EN 60076-3 próbę tę wykonuje się dla wszystkich transformatorów (dla uzwojeń o stopniowanej izolacji odnosi się zwykle do punktu gwiazdowego), przy przestrzeganiu następujących warunków:

- zasilanie winno być 1-fazowe, napięciem przemiennym o kształcie fali jak najbardziej zbliżonej do sinusoidy i częstotliwości nie mniejszej niż 80% częstotliwości znamionowej badanej jednostki,
- podczas próby należy mierzyć wartość szczytową napięcia, która podzielona przez $\sqrt{2}$ winna być równa wartości napięcia probierczego,
- czas trwania napięcia probierczego 60 s,
- napięcie probiercze winno być przyłożone do wszystkich zacisków badanego uzwojenia, a zaciski pozostałych uzwojeń oraz wszystkie części metalowe transformatora (kadź, pokrywa, rdzeń) uziemione.

Wynik próby uznaje się za pozytywny, jeżeli nie nastąpiło gwałtowne załamanie napięcia probierczego.

POWTARZANIE PRÓB WYTRZYMAŁOŚCI ELEKTRYCZNEJ

W przypadku wykonywania próby napięciowej na eksploatowanych transformatorach, które były modernizowane lub remontowane norma zaleca, aby próby napięciowe były wykonywane przy napięciach probierczych równych 80% ich wartości początkowych, chyba że zawarto inne porozumienie lub wymiana czy też modernizacja dotyczyła izolacji wewnętrznej transformatora. Wymóg ten nie odnosi się do próby ACLD, którą zawsze powtarza się przy zalecanych przez normę napięciach probierczych.

Norma PN-EN 60076-3 zastrzega też aby w przypadku nowych transformatorów wszystkie powtarzane próby napięciowe były zawsze wykonywane przy nominalnych przewidzianych normą wartościach. Bowiem tylko wtedy można uznać, że próbowana jednostka spełnia jej wymagania.

SPRAWDZENIE IZOLACJI OPRZEWODOWANIA URZĄDZEŃ POMOCNICZYCH

Jeżeli w kontrakcie nie podano inaczej, to przewody obwodów zasilania pomocniczego i obwodów sterujących winny zostać poddane jednominutowej próbie napięciem przemiennym doprowadzonym o wartości skutecznej 2kV względem ziemi. Silniki i inna aparatura winna posiadać odpowiednie atesty i nie jest zwykle sprawdzana. Ponieważ ich izolacji stawia się zazwyczaj niższe wymagania napięciowe niż dla pozostałych urządzeń pomocniczych, na czas próby winny one zostać odłączone od sprawdzanych przewodów.

PRÓBY PODOBCIĄŻENIOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW (PPZ)

Przełącznik zaczepów jako bardzo istotny element transformatora i zawierający części ruchome, często wykazujące różne niesprawności, winien być poddany procedurze odbiorczej, łącznie z transformatorem, niezależnie od wykonywanych badań specjalnych, które w zarysie przedstawiono przy omawianiu prób specjalnych. Procedury te według punktu 10.8 normy PN-EN 60076-1 obejmują wykonanie następujących sekwencji przełączeń:

- osiem pełnych cykli przełączeń przy niewzbudzonym transformatorze; jeden cykl przełączeń to przejście od jednego końca zakresu regulacji do drugiego i z powrotem,
- jeden cykl przełączeń przy transformatorze niewzbudzonym, po obniżeniu napięcia zasilającego napęd przełącznika zaczepów do 85% napięcia znamionowego,
- jeden cykl przełączeń gdy transformator jest wzbudzony do napięcia znamionowego o częstotliwości znamionowej, nie jest jednak obciążony,
- dziesięć przełączeń przy jednym uzwojeniu zwartym i prądzie możliwie bliskim znamionowemu w uzwojeniu, do którego jest dołączony PPZ. Przełączenia winny się odbywać w zakresie dwóch stopni regulacyjnych w każdym kierunku względem pozycji, w której działa zmieniacz zgrubny-drobny lub odwracalny. Jeżeli tych zmieniaczy brak to przełączeń należy dokonać względem pozycji środkowej regulacji.

Wymienione wyżej testy pozwalają w większości przypadków wykluczyć ewentualne błędy dotyczące PPZ, które powstały podczas produkcji i montażu transformatora. Najczęściej są one powodowane usterkami przy mechanicznym sprzęganiu napędu przełącznika z jego, znajdującą się w kadzi transformatora głowicą. Jakkolwiek usterka taka jest prosta do usunięcia przez producenta, to jednak nie wykrycie jej podczas odbioru mogłoby mieć bardzo negatywne skutki dla pracy transformatora w eksploatacji.

Inne związane z PPZ usterki, które spowodowane np. błędami w połączeniach wewnętrznych transformatora lub wewnętrzne usterki samego przełącznika mogą być wykry-

wane już przy pomiarze przekładni (a niekiedy i rezystancji) bądź też w trakcie badaniach specjalnych.

PRÓBA CIEPLNA I POMIAR PRZYROSTÓW TEMPERATUR

Jest to jedyna próba, która w całym swoim zakresie zaliczana jest próby typu (przy próbach wytrzymałości napięciowej tylko ich część jest zaliczana do takiej próby). W konsekwencji nie musi być ona powtarzana na każdym wykonanym egzemplarzu transformatora, o ile wcześniej przeszedł ona z wynikiem pozytywnym próbę typu. Dotyczy to w szczególności jednostek rozdzielczych kategorii I, które bez jakichkolwiek zmian lub modyfikacji są produkowane w dużych seriach. W odniesieniu do transformatorów kategorii II, a szczególnie kategorii III (najwyższych mocy i napięć) sytuacja nie jest tak komfortowa dla producenta i najczęściej każdy zamówiony transformator ma wprowadzane modyfikacje wynikające z potrzeb klienta i warunków kontraktu. Dlatego na większości z nich, a szczególnie przeznaczonych dla odbiorców rozproszonych i zagranicznych, konieczne jest wykonywanie próby cieplnej. Zdarza się również, że warunki kontraktowe wymagają nawet wykonanie próby na każdej z zamawianych jednostek, co generuje dodatkowe koszty i w dość istotny sposób wpływa na cenę transformatora. Niemniej w jednostkach najwyższych mocy i napięć próba cieplna jest wykonywana praktycznie na każdym egzemplarzu, co wynika również z potrzeby identyfikacji ewentualnych lokalnych przegrzań w kadzi i pokrywie. Sytuacja ta sprawia, że obecnie – przy ciągle doskonalonej technice pomiarowej oraz zaawansowanym wyposażeniu stacji prób większości producentów – próba cieplna przestaje w praktyce mieć znaczenie klasycznej próby typu i nabiera charakteru próby wyrobu. Jak już wspomniano, w szczególności odnosi się to do jednostek najwyższych mocy i napięć

Norma PN-EN 60076-2 „Transformatory – część 2: przyrosty temperatur" określa następujące wymagania i warunki techniczne dla próby cieplnej, weryfikującej przyrosty temperatury olejowego transformatora (autotransformatora) przy pracy ciągłej w warunkach znamionowego obciążenia mocą:

- jeżeli warunki chłodzenia przy próbie cieplnej są inne niż te, na które transformator został zaprojektowany, to analiza wyników winna uwzględniać te zmienione warunki. Problem ten jest szczegółowo omówiony w punktach 4.3, 4.3.1 i 4.3.2 w/w normy i odnosi się głównie do jednostek eksploatowanych w innej strefie klimatycznej lub na dużej wysokości nad poziomem morza (n.p.m.),
- dla normalnych warunków chłodzenia (średnia roczna temperatura 20°C, zakres temp. pracy -25°C÷+40°C, maksymalna średnia miesięczna +30°C) i miejsca pracy do 1000 m n.p.m dopuszcza się następujące przyrosty:
  - olej w górnej warstwie - 60°C,
  - średni uzwojeń - 65°C,

<u>Uwaga:</u> norma nie określa przyrostów temperatury rdzenia, połaczeń i innych elementów konstrukcyjnych. Wymaga jedynie aby ich temperatura nie spowodowała uszkodzenia elementów sąsiadujących.

- podane wyżej przyrosty temperatur winny podlegać korekcie, jeżeli warunki chłodzenia są inne od definiowanych przez normę PN-EN 60076-2,
- jeżeli transformator posiada kilka rodzajów chłodzenia (np. ONAN oraz ONAF) to próba cieplna winna zweryfikować deklarowane dla nich moce znamionowe,

- przy zakresie regulacji większym niż 5% dopuszczalne przyrosty temperatur odnoszą się do całego zakresu regulacji. Oznacza to zwykle, że próbę cieplną należy w takim przypadku wykonać na zaczepie o maksymalnym prądzie,
- w jednostkach 3-uzwojeniowych (a ogólnie wielouzwojeniowych) próba winna być wykonana dla obciążeń (ciągłych) poszczególnych uzwojeń, które występują dla najbardziej niekorzystnych warunków eksploatacji lub próba winna te obciążenia symulować. Oznacza to, że dla jednostki, w której moc jednego uzwojenia jest równa sumie mocy dwóch pozostałych uzwojeń, próbę cieplną należy wykonać dla obciążenia znamionowego każdego z uzwojeń. W innych przypadkach gdy moce nie spełniają tego warunku można np. obliczyć zastępcze straty dla całej jednostki i bazując na nich wykonać próbę cieplną [27]. Szczegóły techniczne takiej próby i jej zakres winny być przedmiotem ustaleń między zamawiającym i producentem,
- jeżeli warunki techniczne producenta nie pozwalają na wykonania próby przy obciążeniu znamionowym, dopuszcza sie próbę przy obniżonym prądzie, jednak wtedy straty, którymi nagrzewa się transformator winny być nie niższe niż 80% strat znamionowych, a wyniki próby należy przeliczyć wg zależności (3.8) lub (3.9).

Próbę cieplną transformatora można przeprowadzić na trzy różne sposoby:

a) obciążając (najlepiej znamionowo) wzbudzony do napięcia znamionowego transformator,
b) stosując „pracę przeciwsobną" (dwa transformatory pracują równolegle z różnie nastawionymi przełącznikami zaczepów) [1],
c) metodę zastępczą wykonywaną w stanie zwarcia transformatora, którą norma PN-EN 60076-2 uważa za próbę znormalizowaną dla olejowych transformatorów energetycznych.

Pierwsze dwie metody mogą być wykorzystywane przede wszystkim w transformatorach małej mocy. Jednak z uwagi na duże uciążliwości, które towarzyszą jej stosowaniu nie są w praktyce używane. Uciążliwości te wynikają np. z konieczności podłączenia odbiornika o odpowiedniej mocy w celu uzyskania znamionowego obciążenia transformatora (metoda „a") lub też z konieczności posiadania dwóch jednostek o odpowiednim napięciu zwarcia i zakresie regulacji (metoda „b").

Ponieważ w punkcie 5.2.2 normy PN-EN 60076-2 szczegółowo podano opis całej próby cieplnej z wykorzystaniem metody stanu zwarcia dlatego w dalszej części przedstawione będą tylko istotne jej elementy, pozwalające poznać istotę metody oraz najważniejsze jej uwarunkowania. Przede wszystkim:

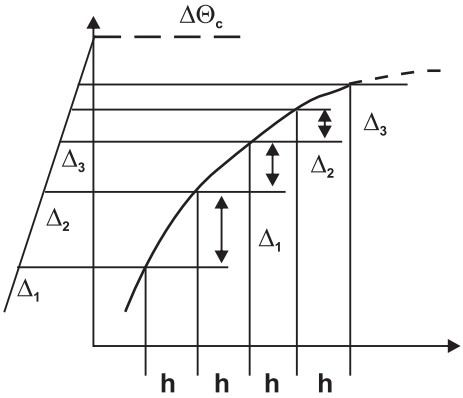
- w trakcie próby transformator musi być w stanie zwarcia pomiarowego, tzn. jedno uzwojenie jest zwarte (dla jednostki 3-uzwojeniowej mogą to być dwa uzwojenia), a drugie zasilane napięciem, przy którym w jednostce wytwarzane są straty wymagane przy próbie. Przełącznik zaczepów winien być nastawiony w pozycji uzgodnionej między odbiorcą i producentem. Podczas próby powinna być ustabilizowana temperatura otoczenia (np. nie wolno doprowadzać do dodatkowej wentylacji pomieszczenia!),
- na podstawie próby stanu jałowego i zwarcia określa się sumę strat jałowych i obciążeniowych dla zaczepu uzgodnionego dla próby. Wyznaczona suma strat określa prąd zasilania transformatora pracującego w stanie zwarcia i badana jednostka jest poddawana następnie wielogodzinnej próbie nagrzewania przy stałych ustalonych stratach. Na tym etapie próby prąd zasilający jest większy od znamionowego i ulega niewielkim zmianom w miarę wzrostu temperatury oleju.

- podczas próby nagrzewania rejestrowana jest temperatura oleju pod pokrywą oraz temperatura otoczenia. Ten etap próby uważa się za zakończony, a temperaturę oleju ustabilizowaną, gdy przyrost temperatury oleju nie będzie wzrastał więcej niż 10°C/godzinę i będzie to utrzymywać się przez 3h. Uzyskane wyniki pozwalają – przez podany w normie sposób ekstrapolacji – określić ustalony przyrost temperatury oleju pod pokrywą,
- w następnym etapie omawianej próby zmniejsza się prąd zasilania do wartości znamionowej na badanym zaczepie i rejestrując ciągle temperaturę otoczenia i oleju pod pokrywą. W tym stanie pozostawia się transformator przez ok. 1h,
- po tym czasie próbę kończy się odłączając zasilanie i rozwierając zwarte uzwojenie, przystępując w możliwie jak najkrótszym czasie (ze względu na stygnięcie) do pomiarów rezystancji uzwojeń. Również i na tym etapie próby jest konieczna rejestracja temperatury otoczenia i oleju pod pokrywą. Ponieważ stała czasowa stygnięcia uzwojeń względem oleju jest dość krotka i wynosi ok. 6 ÷10 min. a sam pomiar rezystancji trudny w związku z dużą indukcyjnością obwodu, często między pomiarami rezystancji poszczególnych uzwojeń, badany transformator należy dodatkowo „dogrzewać" prądem znamionowym,
- najistotniejszy problem techniczny pomiaru rezystancji stygnących uzwojeń, rzutujący na dokładność pomiaru ich przyrostów temperatury w warunkach znamionowych, rozwiązują w znacznym stopniu znane i stosowane przez wielu producentów układy do ciągłego pomiaru rezystancji uzwojeń,
- norma PN-EN 60076-2 zaleca, aby przy wyznaczaniu charakterystyk stygnących uzwojeń, nie dokonywać jakichkolwiek zmian w funkcjonowaniu układu chłodzenia, więc np. dla chłodzenia OFAF pompy olejowe i wentylatory nie powinny być wyłączane.

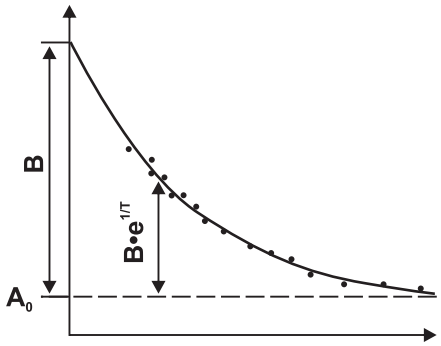
Analiza wyników próby cieplnej polega m.in. na określeniu ustalonej temperatury oleju pod pokrywą, temperatury uzwojeń w chwili wyłączenia obciążenia oraz dodatkowo temperatury oleju w strefie uzwojeń przy obciążeniu znamionowym uzwojeń. Norma PN-EN 60076-2 opisuje w Załączniku C szczegółową metodykę wyznaczania tych wielkości przez ekstrapolację krzywej nagrzewania z pierwszego etapu próby cieplnej oraz krzywej stygnięcia z ostatniego etapu tej próby. Samą ideę tych metod pokazują rysunki 3.20 i 3.21.

Najlepsze efekty ekstrapolacji krzywej nagrzewania oleju pod pokrywą na stan ustalony daje metoda, której konstrukcję graficzną przedstawia rysunek 3.20. Ponieważ w czasie próby pewnym wahaniom może podlegać temperatura otoczenia, na osi rzędnych tego wykresu powinno odkładać się nie temperaturę, a przyrost temperatury oleju względem otoczenia, co w efekcie prowadzi do wniosku, że wyznaczony przyrost ustalony jest wartością poszukiwaną $\Delta\Theta_c$ przyrostu maksymalnego oleju dla badanego obciążenia.

Zbliżoną procedurę zaleca również stosować norma przy ekstrapolowaniu temperatury (rezystancji) uzwojeń na chwilę wyłączenia napięcia i stan ustalony, którym jest temperatura oleju w strefie uzwojeń dla warunków znamionowych. Te poszukiwane wartości pokazano poglądowo na rysunku 3.21, przedstawiającym krzywą stygnięcia uzwojenia. Różnica B na tym wykresie przedstawia średni przyrost temperatury uzwojenia względem oleju, a wartość A średnią temperaturę oleju w strefie uzwojeń. Suma tych wartości jest poszukiwaną temperaturą (lub przyrostem względem otoczenia) uzwojenia, ekstrapolowaną na stan wyłączenia.



Rys. 3.20. Ekstrapolacja krzywej nagrze-wania oleju pod pokrywą na stan ustalony



Rys.3.21. Ekstrapolacja krzywej stygnięcia uzwojeń na stan początkowy (wyłączenia) i ustalony

Bardzo często zdarza się, że warunki techniczne przeprowadzenia próby pozwalają uzyskać przyrosty temperatur dla obciążeń niższych od znamionowych. W takich sytuacjach omawiana norma dopuszcza przeliczenie wyników na obciążenia znamionowe, stosując następujące przeliczniki:
dla przyrostu temperatury oleju względem otoczenia

$$\left(\frac{\text{straty} - \text{wymagane}}{\text{straty} - \text{przy} - \text{próbie}}\right)^{x} \tag{3.20}$$

przy czym:

x = 0,8 dla transformatorów rozdzielczych,
x = 0,9 dla transformatorów większych mocy z chłodzeniem ON,
x = 1,0 dla transformatorów z chłodzeniem OF lub OD

dla przyrostu temperatury uzwojenia względem oleju

$$\left(\frac{\text{prąd} - \text{znamionowy}}{\text{prąd} - \text{przy} - \text{próbie}}\right)^{y} \tag{3.21}$$

przy czym:

y = 1,6 dla transformatorów z chłodzeniem ON lub OF,
y = 2,0 dla transformatorów z chłodzeniem OD

Zależności powyższe można wykorzystywać do przeliczeń wyników na inne warunki próby cieplnej. Jednak w każdym przypadku norma podaje następujące ograniczenia w ich stosowaniu:
– różnica w stratach nie może być wyższa niż 20%,
– różnica w prądach nie może być większa niż 10%.

Wynik próby cieplnej jest pozytywny, jeżeli wyznaczone w oparciu o wyniki pomiarów przyrosty temperatur oleju i uzwojeń nie przekraczają podanych wcześniej wartości dopuszczalnych.

PRÓBA WYTRZYMAŁOŚCI ZWARCIOWEJ

Test wytrzymałości zwarciowej transformatora zalicza się do prób specjalnych, a wyczerpujące informacje dotyczące metod jego wykonywania – nie tylko eksperymentalnych, ale i analitycznych – zawarto w normie PN-EN 60076-5 „Transformatory – część 5 Wytrzymałość zwarciowa". Bardzo istotnym i nowatorskim elementem tej normy, który wyróżnia ją spośród innych uregulowań w tym zakresie jest uznanie na równych prawach analitycznej i eksperymentalnej oceny zwarciowej transformatorów. Z tego powodu zawiera ona dwie merytorycznie różne i w dużym stopniu niezależne części: pierwsza omawia metodę obliczeń wytrzymałości zwarciowej i kryteria dla ich oceny, natomiast druga zawiera wytyczne, zalecenia oraz niezbędne kryteria przy eksperymentalnej weryfikacji. Ponieważ wytrzymałość zwarciowa jest jednym z zasadniczych parametrów określających konstrukcję transformatora, autorzy sądzą, że poszerzone przedstawienie tego zagadnienia może być wielce przydatne i ważne dla użytkownika transformatora. Tym bardziej, że tylko dobra znajomość zasad obliczenia wytrzymałości zwarciowej może pozwolić użytkownikowi już na etapie składania zamówienia dokonać trafnego wyboru sposobu weryfikacji wytrzymałości zwarciowej. Warto przy tym zwrócić uwagę na istotny wymóg normatywny. Otóż zamawiający decydując się na rezygnację z próby zwarciowej winien, zgodnie z PN-EN 60076-5, przeprowadzić z producentem tzw. „design review", którego celem jest otrzymanie pełnej i wyczerpującej informacji o charakterystyce zwarciowej zamawianej jednostki.

W Polsce próbę wytrzymałości zwarciowej transformatora rozdzielczego oraz średniej mocy na 110 kV można teoretycznie wykonać w Zwarciowni Sieciowej Instytutu Energetyki w Morach k/Warszawy lub w Zwarciowni Generatorowej w Międzylesiu k/Warszawy. Jednak zgodnie z posiadanymi przez autorów informacjami, ostatnio próbę jednostki średniej mocy wykonano w Polsce w połowie lat 90-ych ubiegłego wieku. I to z pewnymi problemami technicznymi. Próbę przeprowadzono dla jednego typu transformatora prostownikowego o mocy poniżej 10 MVA i napięciu 110 kV, który był przeznaczony do zasilania trakcji PKP. Ponieważ urządzenia w tych Zwarciowniach są już dość stare, trudno obecnie ocenić, bez wykonania szczegółowej ekspertyzy, czy jednostki o większych mocach, w których problemy wytrzymałości zwarciowej mogą być dla użytkownika bardziej interesujące, mogłyby być poddane takiej próbie. Gdyby jednak taka potrzeba zaistniała próbę można wykonać również w Zwarciowni Generatorowej KEMA w Holandii lub w Zwarciowni Sieciowej Rondisone k/Mediolanu. Jednak wiąże się to z dość dużymi nakładami finansowymi (sama próba, bez kosztu transportu, to ok. 10% ceny transformatora), które musiałby ponieść odbiorca transformatora.

Znacznie bardziej optymistycznie przedstawia się wykonywanie prób zwarciowych dla jednostek rozdzielczych. Producenci tych jednostek, w celu zapewnienia konkurencyjności swoim wyrobom, sami i za własne pieniądze starają się, aby każdy nowy lub zmodernizowany typ transformatora, posiadał pozytywny wynik próby zwarciowej oraz odpowiedni atest. Praktyka wykazuje, że próby zwarciowe transformatorów rozdzielczych, często w zabudowie łącznie z aparaturą kontrolno-pomiarową, bez problemów są wykonywane przez polskich producentów.

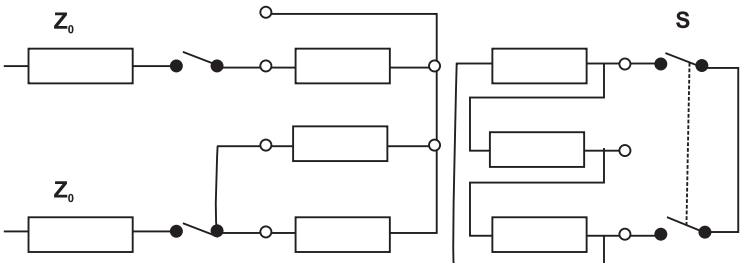
Generalnie, eksperymentalną próbę zwarciową lub dynamiczną transformatora można wykonać w dwojaki sposób:

a) wzbudzony transformator napięciem zalecanym przez normę (zwykle większe od znamionowego dla skompensowania spadków napięć przy próbie) zostaje poddany w odpowiedniej chwili czasowej zwarciu na zaciskach uzwojenia wtórnego,

b) do zwartego po stronie wtórnej transformatora przykłada się napięcie po stronie pierwotnej o odpowiedniej wartości i w odpowiedniej chwili czasowej.

Wybór sposobu wykonania próby zazwyczaj zależy od możliwości technicznych zwarciowni, ale także od przekładni napięciowej transformatora. Z punktu widzenia poprawności odwzorowania zagrożeń dynamicznych występujących w eksploatacji przy zwarciu, najbardziej poprawny jest pierwszy sposób. Jednak jego realizacja jest możliwa tylko wtedy, gdy Zwarciownia wyposażona jest w m.in. synchroniczny załącznik zwarciowy, o parametrach prądowych dopasowanych do uzwojenia zwieranego oraz aparaturę kontrolno-pomiarową do zasilania wzbudzonej strony transformatora.

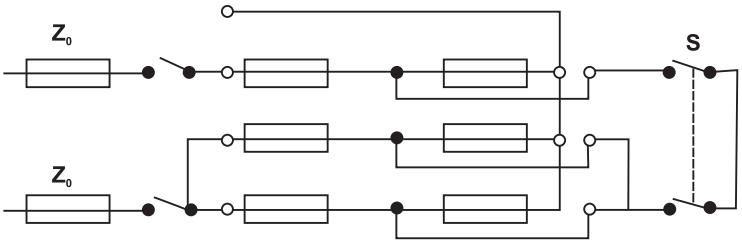
Z tych powodów zwykle łatwiejsze jest przeprowadzenia próby zwarciowej według drugiego sposobu. Jednak w tym przypadku należy liczyć się z występowaniem prądu włączenia po stronie zasilanej, który łącznie z prądem zwarciowym będzie oddziaływał na transformator i w pewnych sytuacjach może fałszować wynik próby zwarciowej. Teoria transformatora wskazuje bowiem, że dla ograniczenia prądu włączenia badana jednostka winna być zasilana od strony uzwojenia zewnętrznego, najdalej położonego od rdzenia. Mimo to, dla pewnych układów uzwojeń taki sposób przeprowadzenia próby zwarciowej może to być wystarczający dla uzyskania pozytywnego efektu i oceny.



Rys. 3.22. Schemat jednofazowej próby zwarciowej transformatora 3-fazowego o układzie połączeń Yd. Z0 – impedancja sieci (generatora) probierczej, S – synchroniczny załącznik zwarciowy – dla metody a) lub zwora dla metody b)

W przypadku prób zwarciowych trójfazowych transformatorów i autotransformatorów najwyższych mocy i napięć występuje niekiedy problem niewystarczającej mocy zwarciowej źródła zasilania, który uniemożliwia otrzymanie wymaganych warunkami próby prądów zwarciowych. Najprostszymi środkiem zaradczymi, które prowadzą do utrzymania wymogów normatywnych, to sztuczne zwiększenie współczynnika udaru prądowego i prądu zwarciowego w badanej fazie poprzez niesynchroniczne (niejednoczesne) załączenie napięcia zasilającego (metoda b)) lub niesynchroniczne zwarcie zacisków transformatora po stronie wtórnej (metoda a)). Jednak sposób ten nie jest zbyt efektywny z punktu widzenia zakresu zwiększenia prądów zwarcia (w praktyce do kilkunastu procent) i dlatego najczęściej zachodzi potrzeba wykonania próby przy zwarciach jednofazowych. Z reguły wykonywane są one faza po fazie, co wymaga uzgodnień między użytkownikiem i producentem. Charakterystyczne schematy wykonywania prób zwarciowych transformatorów i autotransformatorów pokazują rysunki 3.22 i 3.23. Oczywiście, również w tych przypadkach próba może być wykonywana według opisanej wcześniej metody a) lub b). Należy przy tym zwrócić uwagę, że przy próbie jednofazowej w punkcie gwiazdowym uzwojenia wzbudzanego

będzie występowało znaczne napięcie probiercze. Dlatego dla transformatorów ze stopniowaną izolacją fakt ten ogranicza możliwości stosowania tej metody próby.



Rys.3.23. Schemat jednofazowej próby zwarciowej autotransformatora 3-fazowego (oznaczenie symboli jak na rysunku 3.22)

Ponadto, norma PN-EN 60076-5 podaje w odniesieniu do próby zwarciowej następujące istotne merytoryczne ustalenia i wymagania:

- jeżeli nie uzgodniono inaczej, próbę należy wykonać na transformatorze nowym, gotowym do pracy i wyposażonym w urządzenia zabezpieczające (np. przekaźnik gazowo-podmuchowy). Nie wymaga się jednak montowania na badanej jednostce akcesoriów, które nie mają wpływu na zachowanie się transformatora podczas zwarć (np. urządzenia chłodzące),
- transformator przeznaczony do próby winien mieć wykonane z wynikiem pozytywnym wszystkie próby odbiorcze przewidziane kontraktem. Nie wymaga się jednak próby udarem piorunowym, gdyż będzie ona wykonana po próbach zwarciowych, a jej wynik będzie stanowił istotny element w ocenie próby zwarciowej. Karta prób transformatora winna być dostarczona do zwarciowni, łącznie z obiektem do próby,
- ponieważ zmiany napięć zwarcia podczas próby i po jej zakończeniu są głównymi parametrami dla detekcji uszkodzeń, ich pomiary winny być wykonane z dokładnością nie mniejszą niż ± 0,2%. W celu uniknięcia ewentualnych kontrowersji przy ocenie wyniku próby zwarciowej, pomiary napięć zwarcia są zwykle powtarzane w Zwarciowni i weryfikowane z wynikami fabrycznymi, przed rozpoczęciem omawianej próby,
- program próby zwarciowej, który winien odwzorowywać występujące zagrożenia w eksploatacji jest niekiedy dość złożonym pod względem merytorycznym dokumentem (może wskazywać na konieczność wykonania dziesiątków zwarć), co szczególnie odnosi się do jednostek wielouzwojeniowych. Winien on być opracowany wspólnie przez producenta i użytkownika oraz winien podlegać weryfikacji przez Zwarciownię, pod kątemmożliwości jego przeprowadzenia. Między wybranymi zwarciami powinny być przewidywane przerwy czasowe, aby nie doprowadzić do przegrzania uzwojeń,
- norma dopuszcza, aby transformator o częstotliwości znamionowej 60 Hz był próbowany napięciem 50 Hz (lub odwrotnie), pod warunkiem jednak, ze zostanie to uzgodnione między użytkownikiem i producentem oraz zostaną dostosowane odpowiednio warunki zasilania tak, aby zagrożenia zwarciowe pozostały równe znamionowym,
- próba zwarciowa weryfikuje wytrzymałość dynamiczną badanej jednostki i w związku z tym jej czas trwania jest stosunkowo krótki w porównaniu do czasów zwarć występujących w eksploatacji. Według ustaleń normy czas próby – realizowany z dokładnością

±10% – wynosi: – 0,5 s dla jednostek kategorii I (według nazewnictwa krajowego to jednostki rozdzielcze o górnej wartości mocy 2500kVA) oraz – 0,25 s dla jednostek kategorii II i III (wszystkie pozostałe moce).

- norma wymaga, aby termiczna wytrzymałość zwarciowa, narzucona czasami zwarcia wynikającymi z nastawień aparatury zabezpieczającej, była sprawdzana obliczeniowo, zgodnie z punktami 4.1.4 i 4.1.5 tej normy. Jeżeli czasy zwarcia nie zostaną ustalone między użytkownikiem i producentem, to norma zaleca, aby przyjąć ten czas równy 2s,
- próba zwarciowa winna być wykonana dla prądu zwarciowego i wartości szczytowej wyznaczonej obliczeniowo w sposób opisany w punkcie 4.2.3 w/w normy. Występująca przy próbie wartość szczytowa prądu zwarcia nie może różnić się od obliczonej więcej niż 5%, a dla prądu zwarcia symetrycznego (ustalonego) różnica nie może być większa niż 10%,
- wymagana przez normę liczba zwarć probierczych (nie licząc zwarć wstępnych o zmniejszonej amplitudzie) winna wynosić 9 dla jednostki 3-fazowej (trzy zwarcia na fazę) i 3 dla jednostki 1-fazowej. Jeżeli program prób zwarciowych nie określa pozycji zaczepów przełącznika, dla których należy wykonać próbę, to w/w norma zaleca wykonać dla jednostki 3-fazowej po trzy zwarcia na zaczepach maksymalnym, minimalnym i znamionowym, przy czym zaczep znamionowy należy przyjąć dla próby fazy środkowej.

W punkcie 4.2.7 normy PN-EN 60076-5 jest podany szczegółowy algorytm detekcji ewentualnych uszkodzeń transformatora podczas próby zwarciowej oraz końcowej oceny jej wyniku. Jednym z istotnych elementów tego algorytmu jest porównanie zmian impedancji zwarć między poszczególnymi zwarciami probierczymi oraz po zakończeniu próby. Wynik próby może być pozytywny, negatywny lub niejednoznaczny, w którym są niezbędne konsultacje między zamawiającym daną jednostkę i jej producentem. Zazwyczaj w tej sytuacji strony decydują się na demontaż badanego transformatora, w celu ustalenia, czy występują w nim uszkodzenia (deformacje) wskazujące na niedostateczną jego wytrzymałość zwarciową.

WYZNACZENIE POZIOMU DŹWIĘKU

Próbę tę, która jest szczegółowo przedstawiona w normie PN-EN 60076-10 „Transformatory część 10: Wyznaczanie poziomu dźwięku”, zalicza się do prób specjalnych. Jest ona zwykle wykonywana u producenta na jednostkach, dla których ten poziom jest gwarantowany. Natomiast wszystkie problemy techniczne związane z tą próbą, samą techniką pomiarową oraz sposobem przeliczeń poszczególnych wyników pomiarów, zawarte są w publikacji [28]. Ponieważ jednak praktyka wskazuje, że przy składaniu zamówień na nowe transformatory oraz protokołach ich odbiorów stosuje się nieco inny sposób definiowania poziomu dźwięku niż przewiduje to w/w norma, autorzy uznali, że należy omówić to dość elementarne, a jednak zasadnicze z punktu widzenia kontraktu, zagadnienie.

Według obowiązującej normy PN-EN 60076-10 poziom dźwięku transformatora winien być określany jako poziom mocy akustycznej L_w i wyrażany w jednostkach dB(A) – decybelach charakterystyki akustycznej A. Poziom ten wyznacza się – zgodnie z w/w normą i publikacją [28] - poprzez pomiar ciśnienia akustycznego L_p (dB(A)) lub pomiar natężenia dźwięku L_I (dB(A)). Jakkolwiek wszystkie trzy te wielkości określa się formalnie w tych samych jednostkach, to oczywiście mają one zupełnie inne znaczenie fizyczne [28].

Najbardziej interesująca z punktu widzenia omawianej tematyki wartość poziomu mocy akustycznej L_w jest całkowitym poziomem mocy akustycznej, która jest wypromieniowana przez transformator i oblicza się ją – zgodnie z wzorami (19) i (20) normy – uwzględniając powierzchnię s, przez którą transformator wypromieniowuje swoją energię akustyczną do otoczenia. Tak więc różnice między wielkościami L_w, L_p i L_I są zasadnicze również pod względem samych wartości liczbowych. Należy przy tym zwrócić uwagę, że formalnie takie same jednostki tych wielkości, co wynika z ich logarytmicznych definicji, mogą niekiedy wprowadzić pewne zamieszanie w interpretacji pomiarów, a nawet błędne definiowania poziomu dźwięku transformatora.

Należy zwrócić też uwagę na fakt, że źródłem dźwięku w pracującym i obciążonym transformatorze są rdzeń oraz uzwojenia. W starszych konstrukcjach poziom dźwięku powodowany przez rdzeń był przeważający i w pomiarach akustycznych tylko on był uwzględniany. Oznaczało to, że pomiar można było wykonywać tylko w stanie jałowym transformatora, a wyniki odnosić do dowolnego stanu jego obciążenia. W nowych konstrukcjach nie zawsze jest to poprawne i zwykle jest potrzebny pomiar poziomu mocy akustycznej także w stanie zwarcia, celem uwzględnienia poziomu dźwięku generowanego przez uzwojenia. W publikacji [27], bazując na danych normy PN-EN 60076-10 podano zależność, przy spełnieniu której poziom mocy akustycznej można mierzyć tylko w stanie jałowym transformatora:

$$(L_{W,A})_{gw.} - 39 - 18 \cdot \log \frac{S_n}{S_p} \geq 8\,[\mathrm{dB(A)}] \tag{3.22}$$

gdzie: *$(L_{W,A})_{gw.}$ – gwarantowany poziom mocy akustycznej dla transformatora w [dB(A)], S_n – moc znamionowa transformatora w [MVA], S_p – moc odniesienia równa 1MVA*.

Jeżeli powyższa zależność nie jest spełniona, konieczny jest także pomiar poziomu mocy akustycznej w stanie zwarcia, a wartość wypadkowa poziomu mocy akustycznej całego transformatora LWA określa w [dB(A)] zależność:

$$L_{W,A} = 10\log\left(10^{0,1 \cdot L_{WA,UN}} + 10^{0,1 \cdot L_{WA,IN}}\right) \tag{3.23}$$

gdzie: *$L_{WA,UN}$ – poziom mocy akustycznej powodowany przez rdzeń przy wzbudzeniu znamionowym w [dB(A)], $L_{WA,IN}$ – poziom mocy akustycznej powodowany przez uzwojenia przy prądzie znamionowym w [dB(A)].*

LITERATURA

[1] E. Jezierski: „Transformatory – budowa i projektowanie”, WNT, Warszawa 1963r.

[2] J. Subocz, M. Szrot: „Nowoczesne metody diagnostyki izolacji maszyn WN”, XIV Dni Energetyki „Modernizacja – rozwój – wyzwania”, Zamek Książ, wrzesień 2005 r.

[3] J. Subocz, praca zbiorowa: „Transformatory w eksploatacji”, Wydawnictwo Energo-Complex, kwiecień 2007 r.

[4] Ch. Krause i inni: „Starzenie izolacji celulozowej w eksploatacji w świetle badań jednostek przeznaczonych do złomowania” , XIV Dni Energetyki „Modernizacja – rozwój – wyzwania”, Zamek Ryn, wrzesień 2007r.

[5] F. Mosiński i Y. Kh. Al- Mualla – „Metody oceny wyników badań chromatograficznych gazów rozpuszczonych w oleju”, Ogólnopolska Konferencja „Transformatory Specjalne”, Kazimierz Dolny – grudzień 1996r.

[6] J. Skubis: „Akustyczne techniki lokalizacji wyładowań niezupełnych” - Energetyka, zeszyt tematyczny nr VI, Konferencja – Kołobrzeg (Dźwirzyno) 2005r
[7] W. Olech, D. Pawłowski: „Diagnostyka techniczna w zarządzaniu eksploatacją transformatorów wykazujących usterki i uszkodzenia” XIV Dni Energetyki „Modernizacja – rozwój – wyzwania”, Zamek Książ, wrzesień 2005r.
[8] Praca zbiorowa: „Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów” ZPBE Energopomiar – Elektryka Spółka Z.O.O, Gliwice 2006r
[9] A. Cichoń i inni: „Możliwości rozpoznawania wyładowań niezupełnych wieloźródłowych metodą EA” , XIV Dni Energetyki „Modernizacja – rozwój – wyzwania”, Zamek Ryn, wrzesień 2007r.
[10] J. Hyckiewicz i Z. Ławrowski: „Przykłady badań diagnostycznych transformatorów i maszyn elektrycznych w energetyce” - XIV Dni Energetyki „Modernizacja – rozwój – wyzwania”, Zamek Książ, wrzesień 2005r.
[11] R. Malewski, M. Szrot i R. Zalewski: „Postępy w modelowaniu transformatora do wykrywania odkształceń uzwojeń” - Energetyka, zeszyt tematyczny nr VI, Konferencja – Kołobrzeg (Dźwirzyno) 2005r.
[12] R. Malewski: „Power transformer Acceptance tests”, ATWTr 2004 – „Advanced Research Workshop on Modern Transformers”, Vigo – Hiszpania 2004r
[13] B. Florkowska, M. Florkowski, J. Furgał: „Wykrywanie uszkodzeń uzwojeń transformatorów metodą analizy odpowiedzi częstotliwościowej” - Energetyka, zeszyt tematyczny nr VI, Konferencja – Kołobrzeg (Dźwirzyno) 2005r.
[14] J. Christian: „Analiza wykorzystania odpowiedzi częstotliwościowej transformatorów do wykrywania uszkodzeń uzwojeń podczas transportu”- Energetyka, zeszyt tematyczny nr VI, Konferencja – Kołobrzeg (Dźwirzyno) 2005r.
[15] T. Domżalski, A. Krajewska: „Dotychczasowe doświadczenia w stosowaniu metody prądów magnesujących przy badaniach diagnostycznych transformatorów”, Ogólnopolska Konferencja „Transformatory Specjalne”, Kazimierz Dolny – grudzień 1996r.
[16] M. Mnich, J. Popardowski: „Nowe rozwiązania konstrukcyjne oraz technologiczne stosowane przy produkcji i modernizacji transformatorów w Energoserwis S.A. Lubliniec”, XIV Dni Energetyki „Modernizacja – rozwój – wyzwania”, Zamek Książ, wrzesień 2005 r.
[17] R. Malewski i inni: „Measurements of Iron Loss in Large Power Transformer” Rep. CIGRE, No 12-01 1988.
[18] L. F. Blume i inni: „Transformer Engineering”, Pittsfield, Mass. January 1951.
[19] G. Bertagnolli: „Short-Circuit Duty of Power Transformers”, The ABB Approach – Legnano (Milano) –Italy, December 1966.
[20] R. Sobocki, A. Klimpel: “Podobciążeniowa regulacja napięcia i kąta przesunięcia fazowego w systemie elektroenergetycznym za pomocą transformatora Ogólnopolska Konferencja „Transformatory energetyczne i specjalne”, Kazimierz Dolny, październik 2000r.
[21] R. J Musil, G. Preininger i inni: “The resonance effect of oscillating system overvoltages on transformer windings”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. Pas-102, no 8 August/September 1984.
[22] A. Kanicki, J. Wiśniewski: “Wartości przepięć ziemnozwarciowych na zaciskach transformatorów 110kV”, Biuletyn Techniczno-Informacyjny SEP, Oddział w Łodzi, nr 4/2006.
[23] A. Ketner: „Narażenia piorunowe izolacji zacisku neutralnego transformatorów do

110kV systemu elektroenergetycznego w Polsce", Biuletyn Techniczno-Informacyjny SEP, Oddział w Łodzi, nr 2/2006.
[24] A. Ketner: „Wymagania i próby wytrzymałości elektrycznej transformatorów energetycznych olejowych – uwagi i komentarze do normy PN-EN 60076-3: 2002" , Ogólnopolska Konferencja „Transformatory energetyczne i specjalne", Kazimierz Dolny – październik 2006r.
[25] A. Ketner i inni: „Próby napięciem przemiennym wysokonapięciowych transformatorów energetycznych w świetle przepisów normalizacyjnych i praktyki badań w wytwórni", Ogólnopolska Konferencja „Transformatory energetyczne i specjalne", Kazimierz Dolny – październik 2004r.
[26] A. Ketner: „Poziom intensywności wyładowań niezupełnych – kryterium oceny izolacji transformatorów energetycznych", Ogólnopolska Konferencja „Transformatory energetyczne i specjalne", Kazimierz Dolny – październik 2006r.
[27] W. Pewca: „Eksploatacja transformatorów energetycznych – część I: Podstawy opracowania specyfikacji technicznej transformatorów energetycznych", tom 1, wyd. Energo-Complex, Piekary Śląskie 2007r
[28] T. Boczar, A. Cichoń: „Eksploatacja transformatorów energetycznych – część II: Pomiary poziomu dźwięku emitowanego przez transformatory energetyczne", tom 1, wyd. Energo-Complex, Piekary Śląskie 2007 r.

PRZYPISY

1 Wynika to z faktu, że szczególnie miedź posiada bardzo wysoki współczynnik zmian temperaturowych i bardzo często jest używana w miernictwie wielkości nieelektrycznych jako czujnik temperatury. Jedynie większy ten współczynnik posiada z innych metali tylko nikiel.

2 Jeżeli to nie będzie zachowane, przebieg indukcji w rdzeniu będzie odkształcony, a wyniki próby stanu jałowego błędne.

3 W takiej sytuacji w uzwojeniu z zamkniętym uzwojeniem wygeneruje się prąd 3-harmonicznej, którego przepływ uzupełni przepływ uzwojenia zasilanego i w efekcie strumień w rdzeniu zbliży się do sinusoidalnego.

4 Np. analizator „Wide Band Power Analyser D6000", f-my Norma Georz Instruments

5 W odniesieniu do pary uzwojeń jednostki 3-uzwojeniowej posiadających różne moce znamionowe prąd In oznacza prąd znamionowy uzwojenia o mniejszej mocy, zgodnie z podaną dalej zasadą określona przez normę PN-EN 60076-1.

4. UKŁADY CHŁODZENIA OLEJOWYCH TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

4.1. WPROWADZENIE

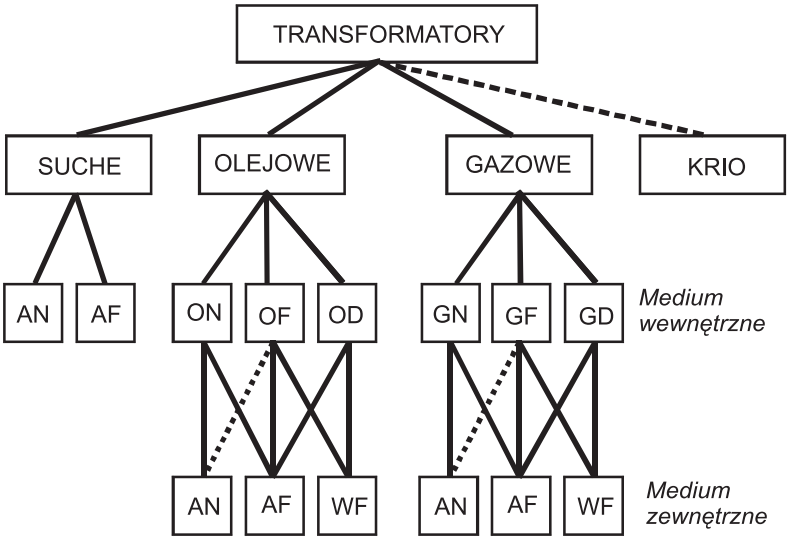
W transformatorze energetycznym jak w każdym urządzeniu elektrycznym przepływająca energia powoduje straty mocy objawiające się w postaci wydzielania ciepła. Podnosi ono temperaturę transformatora i aby utrzymać ją na odpowiednim, dopuszczalnym poziomie należy zapewnić odprowadzenie ciepła na zewnątrz. Z tego powodu transformator wyposażany jest w system układu chłodzenia, do budowy którego konieczne są dodatkowe nakłady rzeczowo-finansowe. Powiększa on zarówno masę i gabaryty całego transformatora jak i koszt jego wykonania. Wymagania techniczne oraz rachunek ekonomiczny wymuszają przy tym kompromis między rozmiarami układu chłodzenia a kosztem jego produkcji i eksploatacji. Dobrze zaprojektowany układ chłodzenia powinien spełniać dwa kryteria:

- zapewnić utrzymanie temperatury elementów transformatora, zwłaszcza elementów izolacyjnych, na odpowiednim zbliżonym do wartości dopuszczalnej poziomie dla danego rodzaju materiału izolacyjnego przy różnych, umownych warunkach pracy transformatora,
- zapewnić spełnienie powyższego wymagania przy możliwie najniższych kosztach.

W dalszej części rozdziału zostaną opisane różne rodzaje chłodzenia transformatorów ze szczególnym uwzględnieniem układów stosowanych w olejowych transformatorach energetycznych, przy czym w rozszerzony sposób omówiona będzie fizyka zjawisk oraz relatywny wpływ różnych czynników i parametrów na efektywność działania układów chłodzenia.

4.2. RODZAJE UKŁADÓW CHŁODZENIA

W celu ułatwienia rozpoznawania i zapisywania w specyfikacji technicznej transformatora rodzajów chłodzenia wprowadzono międzynarodowe symbole określające rodzaj medium chłodzącego stykającego się bezpośrednio z aktywnymi częściami (medium wewnętrzne), medium odprowadzające ciepło do otoczenia (medium zewnętrzne) oraz określające sposób wprawiania w ruch tych mediów [1, 2]. Kombinacje tych oznaczeń podano na rysunku 4.1.



Rys.4.1. Znormalizowane oznaczenia rodzajów chłodzenia transformatorów

Pełny symbol określający rodzaj chłodzenia składa się z czterech liter (wyjątek stanowią transformatory suche chłodzone powietrzem, przy których symbol zawiera tylko dwie litery).

Pierwsza litera oznacza rodzaj medium wewnętrznego: A – powietrze; O – olej; G – gaz (np.: SF_6). Druga litera oznacza rodzaj przepływu medium wewnętrznego: N – naturalna konwekcja; F - przepływ wymuszony (wentylatory lub pompy); D – przepływ wymuszony z kierowanym przepływem wewnątrz uzwojeń (patrz rozdz. 4.4.4). Trzecia litera oznacza rodzaj medium zewnętrznego: A – powietrze; W – woda. Czwarta litera oznacza rodzaj przepływu medium wewnętrznego: N – naturalna konwekcja; F – przepływ wymuszony (wentylatory lub pompy).

Zatem np. symbol ONAF oznacza chłodzenie olejowe z konwekcyjnym obiegiem oleju, z radiatorami i z wentylatorowym nadmuchem powietrza.

Najpopularniejszymi materiałami izolacyjnymi stosowanymi w budowie transformatorów są olej mineralny oraz celuloza zaliczane do temperaturowej klasy izolacji 105°C[1] (dawne oznaczenie - A). Z powodu ogólnej tendencji do zmniejszania wymiarów i ciężaru transformatora coraz bardziej popularna staje się izolacja o podwyższonej wytrzymałości termicznej i wyższej temperaturze zapłonu (modyfikowana celuloza, tworzywa sztuczne, w tym papier aramidowy (Nomex) oraz takie syntetyczne ciecze izolacyjne jak np. olej silikonowy. W celu identyfikacji transformatorów, w których zastosowano takie materiały wprowadzono w kodach rodzajów chłodzenia następujące dalsze oznaczenia wewnętrznych czynników chłodzących [2, 3]:

O – olej mineralny lub syntetyczny o temperaturze zapłonu $\leq$ 300 ^{o}C

K – ciecze izolacyjne o temperaturze zapłonu $\geq$ 300 ^{o}C,

L – ciecze izolacyjne o niemierzalnej temperaturze zapłonu.

Natomiast w założeniach do projektowania układu chłodzenia transformatora przyjmuje się na ogół, że dopuszczalna, wynikająca z klasy termicznej, temperatura pracy materiałów jest definiowana jako temperatura w najgorętszym miejscu przy umownej temperaturze otoczenia. Podobnie jak inne parametry charakteryzujące cechy eksploatacyjne transformatora powinna być ona gwarantowana i podlegać doświadczalnej weryfikacji po to, aby wyprodukowany transformator spełniał oczekiwania użytkownika. Jednakże należy podkreślić, że zwykle bezpośredni pomiar takiej temperatury nie jest możliwy, choćby z powodu trudności w lokalizacji najbardziej gorącego miejsca. Dlatego w oparciu o wieloletnie doświadczenie przyjęto, że wielkościami weryfikowalnymi i gwarantowanymi, które zwykle umieszczane są w kontraktach, są (por. rozdział 3), [1, 2]:

- przyrost temperatury oleju w górnej warstwie, mierzony lokalnie termometrem,
- średnie przyrosty temperatury uzwojeń mierzone metodą rezystancyjną.

W ostatnim czasie transformatory olejowe, których część czynna produkowana jest zastosowaniem różnego rodzaju izolacji o podwyższonej wytrzymałości termicznej doczekały się już pełnej standaryzacji. Opublikowano bowiem normę IEC 60076-14:2004 [3], w której podano wymagania odnośnie do takich jednostek. W tablicy 4.1 porównano wybrane wymagania dotyczące temperaturowej charakterystyki transformatorów wykonanych z użyciem materiałów o różnych temperaturowych klasach izolacji.

Prawidłowo i optymalnie zaprojektowany układ chłodzenia powinien zapewniać spełnienie podanych wyżej wymagań bez zbytniego zapasu (chyba, że wymagana jest znaczna przeciążalność transformatora ponad wartości znamionowe). Niezależnie od rodzaju chłodzenia, wartości przyrostów temperatury gwarantowane i weryfikowane za pomocą odpowiednich prób cieplnych transformatora można opisać zależnościami (4.1) oraz (4.2).

Przyrost temperatury oleju w górnej warstwie można wyrazić w postaci:

$$\Delta\Theta_c = f_3(\Delta P, Q_{ol}, Q_z) \tag{4.1}$$

gdzie: $\Delta\Theta_c$ – *przyrost temperatury,* ΔP – *straty w transformatorze,* Q_{ol} – *wydatek oleju,* Q_z – *wydatek zewnętrznego czynnika chłodzącego (powietrze lub woda)*

Tablica 4.1. Temperaturowa charakterystyka transformatorów olejowych

	Transformatory IEC 60076-2	Transformatory z izolacją modyfikowaną IEC 60076-14
Temperaturowa klasa izolacji	105	160 / 180**
Temperatura odniesienia dla strat i napięcia zwarcia	75	115 / 130**
Temperatura w najgorętszym miejscu izolacji Długotrwała	98	(?)
Średni przyrost temperatury uzwojenia	65	95 / 130** (tylko OD)

Maksymalny przyrost temperatury oleju w górnej warstwie	60	60 / 115**
Maksymalna temperatura oleju	105/115/115*	(?)
Temperatura w najgorętszym miejscu izolacji	120/140/160*	(?)
Maksymalna temperatura części metalowych stykających się z olejem	140/160/180*	(?)

**) – odpowiednio dla: normalnego cyklu obciążenia/długotrwałego obciążenia awaryjne--go/krótkotrwałego obciążenia awaryjnego wg projektu IEC 60076-7*
***) – odpowiednio dla oleju mineralnym lub oleju silikonowym*

Natomiast średni przyrost temperatury uzwojeń względem otoczenia można wyrazić w postaci:

$$\Delta\Theta_r = \Delta\Theta_{mw} + g_r \tag{4.2}$$

gdzie: $\Delta\Theta_{mw} = f_1(\Delta P, Q_{ol})$ *– średni przyrost temperatury oleju w obszarze uzwojeń względem otoczenia,* ΔP *– wydzielane straty w uzwojeniu,* Q_{ol} *– wydatek oleju,* $g_r = f_2(\Delta P, \lambda, \alpha)$ *– średni przyrost temperatury uzwojenia względem średniej temperatury oleju* Θ_{mw}, ΔP *– wydzielane straty w uzwojeniu,* λ, α *– współczynniki budowy uzwojenia (zastępczy współczynnik przewodności cieplnej uzwojenia oraz zastępczy współczynnik oddawania ciepła z powierzchni uzwojenia do oleju).*

4.3. SPOSOBY PRZENOSZENIA CIEPŁA

W każdym przypadku przepływu ciepła z elementów, gdzie jest ono wydzielane do otaczającego środowiska, mamy do czynienia zarówno ze zjawiskiem przewodzenia ciepła w ciele stałym jak i oddawania ciepła z nagrzanej powierzchni do czynnika chłodzącego.

W niniejszym rozdziale nie będzie omawiane zjawisko przewodzenia ciepła, które w transformatorach przebiega praktycznie identycznie jak w innych urządzeniach. Natomiast przedstawione będą tylko te zjawiska, które są charakterystyczne dla transformatorów i zmieniają się zależnie od zastosowanego rodzaju chłodzenia.

4.3.1. CHŁODZENIE NATURALNE

PROMIENIOWANIE

Ciepło wypromieniowane z nagrzanej jednostkowej powierzchni zależy od jej stanu (kolor, chropowatość), obecności w pobliżu innych nagrzanych powierzchni oraz jest funkcją bezwzględnych temperatur analizowanej powierzchni i otoczenia. Wpływ koloru jest relatywnie niewielki (względny współczynnik promieniowania $\nu = 0{,}7\ldots0{,}9$); natomiast wpływ stanu powierzchni jest znaczny (metale polerowane $\nu < 0{,}1$; metale oksydowane $\nu = 0{,}6\ldots0{,}7$) [8, 9]. Położenie powierzchni (pozioma, pionowa) nie wpływa na intensywność oddawania ciepła, jednak przy obliczaniu efektywności chłodzenia należy uwzględniać bliskie nagrzane powierzchnie również oddające ciepło. I tak przy obliczaniu oddawania ciepła z

pofałdowanego płaszcza kadzi falistej (punkt 4.4.1) należy brać pod uwagę powierzchnię wynikającą z wysokości tego płaszcza i jego zewnętrznej obwiedni.

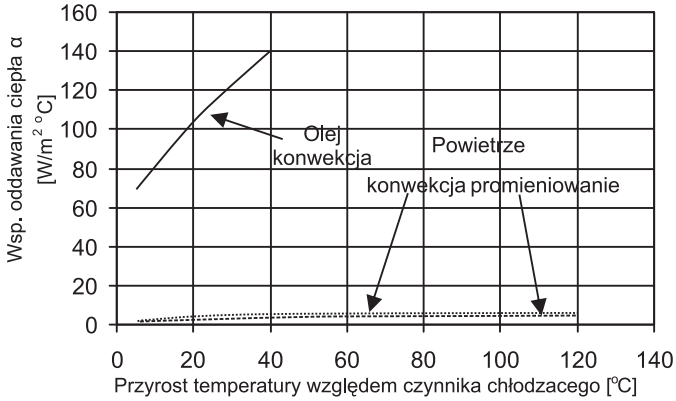
Na rysunku 4.2 przedstawiono wartości współczynnika oddawania ciepła na drodze promieniowania w funkcji średniego przyrostu temperatury powierzchni względem otoczenia przy temperaturze otoczenia 20°C oraz względnym współczynniku promieniowania $\nu = 0{,}87$.

KONWEKCJA NATURALNA W POWIETRZU

Współczynnik oddawania ciepła na drodze konwekcji naturalnej w powietrzu zależy, podobnie jak przy promieniowaniu, od średniej temperatury nagrzanej powierzchni oraz temperatury powietrza, ale dodatkowo jest również funkcją takich czynników jak:

- usytuowanie powierzchni w przestrzeni – pionowa, pozioma,
- wysokość chłodzonej powierzchni,
- obecność przegrody lub innej nagrzanej powierzchni tworzącej kanał przy chłodzonej powierzchni,
- szerokość w/w kanału,

Na rysunku 4.2 przedstawiono wartości współczynnika oddawania ciepła na drodze konwekcji naturalnej w powietrzu z pionowej powierzchni o wysokości 1m w funkcji średniego przyrostu temperatury tej powierzchni względem otoczenia przy temperaturze otoczenia 20°C (powierzchnia bez kanału) [8]. Wynika z niego, że intensywności oddawania ciepła na drodze promieniowania oraz konwekcji naturalnej są w tych warunkach praktycznie jednakowe. Przy wyższych temperaturach otoczenia wzrasta oddawanie ciepła na drodze promieniowania (na drodze konwekcji zmiany są mniejsze), przy wyższych powierzchniach chłodzenia maleje oddawania ciepła na drodze konwekcji (na drodze promieniowania – nie zmienia się).



Rys. 4.2. Porównanie współczynnika oddawania ciepła z pionowej powierzchni w powietrzu oraz w oleju transformatorowym

Oddawanie ciepła z powierzchni poziomej jest, jak można intuicyjnie oczekiwać, mniej intensywna niż z powierzchni pionowej. Dla powierzchni swobodnej (bez kanału) można przyjmować wartość współczynnika oddawania ciepła równą połowie wartości współczyn-

nika z powierzchni pionowej. W przypadku pionowych powierzchni kadzi falistych odprowadzana ilość ciepła jest nieco mniejsza niż w przypadku powierzchni płaskiej i zależy od głębokości fal.

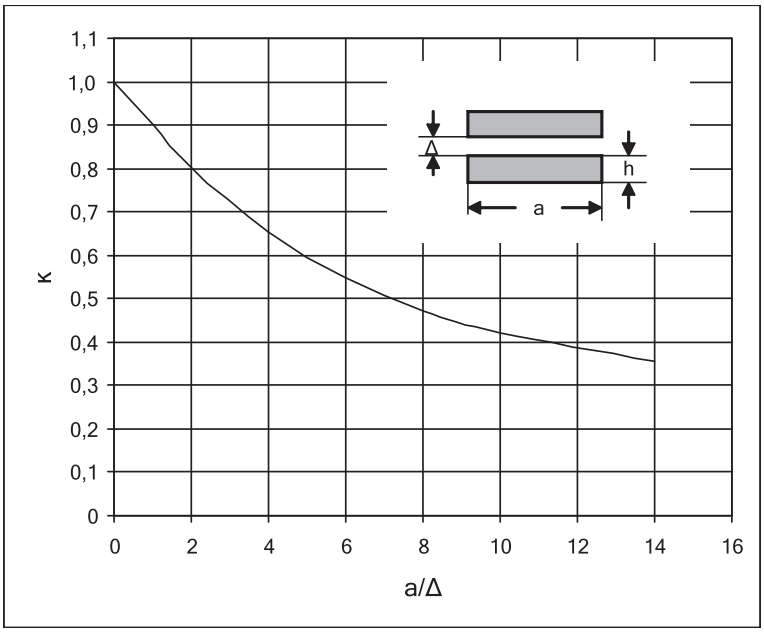
4.3.2 KONWEKCJA NATURALNA W OLEJU

W przypadku transformatorów przenoszenie ciepła w oleju jest znacznie bardziej skomplikowane niż w powietrzu głównie z powodu bardziej urozmaiconych chłodzonych powierzchni oraz zróżnicowanego dostępu oleju. W uzwojeniach istnieje wiele kanałów odprowadzania ciepła, które są różnie usytuowane, często rozdzielają się i posiadają różne wymiary. Generalnie jednak, przenoszenie ciepła w oleju jest znacznie bardziej intensywne w porównaniu do przenoszenia ciepła w powietrzu. Dla porównania, na rysunku 4.2 przedstawiono zmiany wartości współczynników oddawaniem ciepła w powietrzu i w oleju w zależności od średniego przyrostu temperatury chłodzonej powierzchni względem czynnika chłodzącego. Wynika z niego, że intensywność oddawania ciepła na drodze konwekcji w oleju jest ponad 20 razy większe niż w powietrzu. Stąd wniosek, że w transformatorach olejowych, po stronie oddawania ciepła do otoczenia (kadź, radiatory, chłodnice) wielkość powierzchni musi być znacznie większa od powierzchni uzwojeń lub należy przedsięwziąć środki zwiększające intensywność oddawania ciepła – intensyfikacja przepływu powietrza lub zastosowanie innego medium – wody. Podobnie jak w przypadku powietrza intensywność oddawania ciepła z powierzchni poziomej przy konwekcji naturalnej w oleju jest znacznie mniejsza niż z powierzchni pionowej. Poza tym na wartość tego współczynnika wpływa również wysokości kanału olejowego.

Na rysunku 4.3 przedstawiono zmiany stosunku współczynnika oddawania ciepła z powierzchni poziomej do analogicznego współczynnika z powierzchni pionowej w zależności od stosunku szerokości cewki uzwojenia do wysokości kanału olejowego [9,12].

Zależność tę można wyrazić w postaci:

$$\kappa = \frac{\alpha_{poz}}{\alpha_{pion}} = f\left(\frac{a}{\Delta}\right) \tag{4.3}$$



Rys. 4.3. Zmiany współczynnika „κ" z równania (4.3) w zależności od geometrii kanału olejowego

Wypadkowy współczynnik oddawania ciepła z całej cewki uzwojenia oblicza się z zależności podanej w pracy [8]:

$$\alpha = \alpha_{pion} \cdot \frac{1 + \kappa \cdot \frac{a}{h} \cdot \frac{\xi_{pion}}{\xi_{poz}}}{1 + \frac{a}{h} \cdot \frac{\xi_{pion}}{\xi_{poz}}} \tag{4.4}$$

gdzie: ξ_{pion}, ξ_{poz} – *współczynniki zakrycia powierzchni pionowych i poziomych uwzględniające obecność klinów i przekładek, a, h – wymiary cewki (rys. 4.3)*

4.3.3. KONWEKCJA WYMUSZONA W OLEJU

W przypadku konwekcji wymuszonej przepływ oleju jest wywołany działaniem pomp i współczynnik oddawania ciepła praktycznie zależy tylko od prędkości oleju przy chłodzonej powierzchni. Wartość współczynnika oddawania ciepła z powierzchni uzwojenia w zakresie temperatury oleju 20÷100°C można w tym przypadku wyrazić zależnością:

$$\alpha = K \cdot V_{ol}^{k} \tag{4.5}$$

gdzie: *K, k – współczynniki empiryczne wg [23, 24],* V_{ol} *– prędkość oleju*

Przy wymuszonym przepływie suchego oleju w kanałach wykonanych z materiału izolacyjnego może występować zjawisko elektryzacji statycznej stanowiącej zagrożenie dla wytrzymałości elektrycznej transformatora Z tego powodu zaleca się, aby w kanałach uzwojeń nie przekraczać prędkości przepływu oleju V_{ol} = 1m/s, [24].

4.4. PRZYROSTY TEMPERATURY W TRANSFORMATORZE OLEJOWYM

4.4.1. CHŁODZENIE ONAN

KADŹ FALISTA

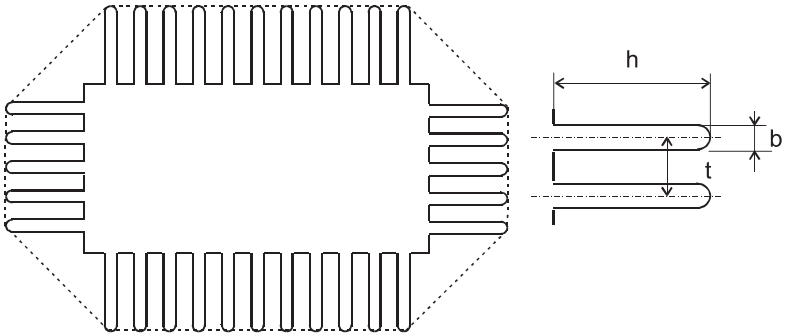
Kadź z płaszczem falistym ma do spełnienia dwie funkcje:

- odprowadzić do otoczenia wydzielane w transformatorze ciepło (straty mocy),
- elastycznie zmieniać objętość stosownie do temperaturowego zwiększania się i zmniejszania objętości oleju przy jednoczesnym ograniczeniu wahań ciśnienia wewnątrz kadzi.

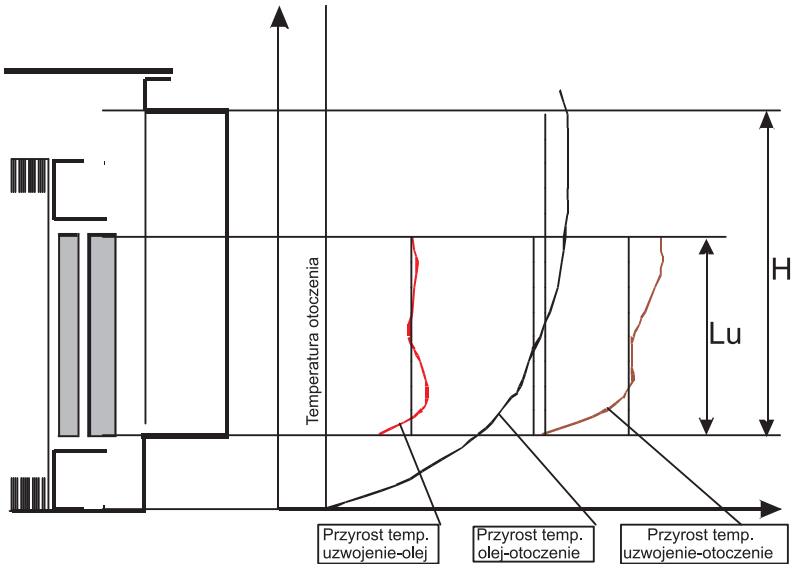
Podstawowe charakterystyczne wymiary kadzi falistej podano na rysunkach 4.4 oraz 4.5. Na rysunku 4.4 przedstawiono przypadek, gdy na wszystkich czterech ściankach kadzi wymiary fal są jednakowe. Jednak w praktyce możliwe są różne ich kombinacje (np. takie jak na rysunku 4.6). Przy czym wybór kształtu kadzi falistej zależy od takich czynników jak:

- przeznaczenie transformatora (np. do zawieszenia na słupie),
- ograniczenia gabarytowe,
- potrzebę ograniczenia ciśnienia przy zmianach temperatury.

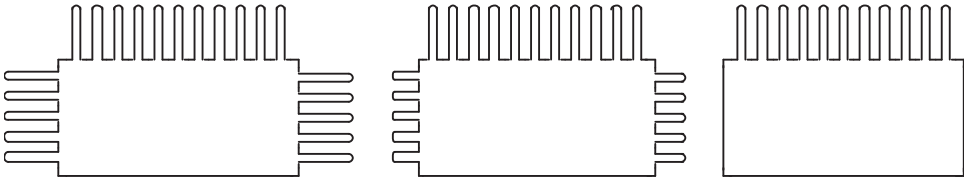
Na rysunku 4.5 podano również rozkład temperatury oleju wewnątrz kadzi oraz zaznaczono średnie wartości temperatur na wysokości kadzi i na wysokości uzwojeń.



Rys. 4.4. Poprzeczny przekrój kadzi falistej i charakterystyczne wymiary płaszcza



Rys.4.5. Przekrój pionowy kadzi falistej, charakterystyczne wymiary oraz rozkład temperatury wzdłuż wysokości transformatora [10]



Rys 4.6. Przykłady stosowanych geometrii kadzi z płaszczem falistym

Rys. 4.7. Kadź falista transformatora rozdzielczego średnich napięć

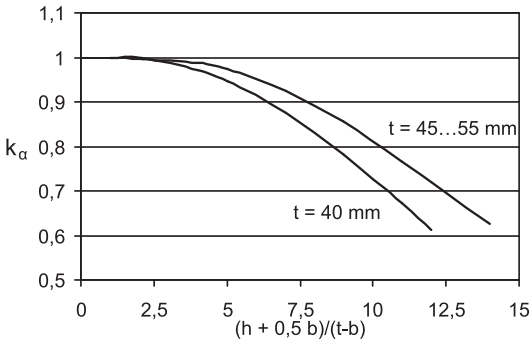
Przy chłodzeniu ONAN straty odprowadzane do otoczenia z powierzchni kadzi falistej można obliczyć zgodnie z podaną w pracach [9, 10] zależnością:

$$\Delta P = \left(K_1 \cdot k_\alpha \frac{S_k}{H^{0,25}} + K_2 S_p \right) \cdot \left(\frac{\Delta\Theta_c}{58} \right)^{1,3} \tag{4.6}$$

gdzie: K_1, K_2 – *współczynniki empiryczne związane z oddawaniem ciepła na drodze konwekcji i promieniowania, kα – współczynnik redukcji konwekcji uwzględniający wymiary fali oraz odległości między falami. Przykład zależności tego współczynnika od wymiarów fali podano w postaci wzoru (4.7) oraz pokazano na rysunku 4.8 [11].*

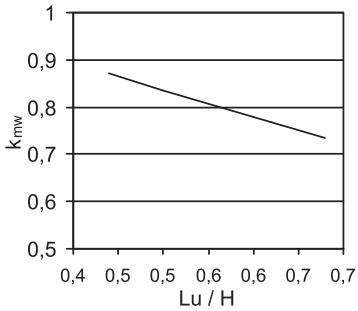
$$k_\alpha = f\left(\frac{h + 0,5 \cdot b}{t - b} \right) \tag{4.7}$$

gdzie: K_1, K_2 – *współczynniki empiryczne związane z oddawaniem ciepła na drodze konwekcji i promieniowania,* k_α – *współczynnik redukcji konwekcji uwzględniający wymiary fali oraz odległości między falami. Przykład zależności tego współczynnika od wymiarów fali podano w postaci wzoru (4.7) oraz pokazano na rysunku 4.8 [11].*



Rys. 4.8. Zależność współczynnika redukcji konwekcji k_a od geometrii blachy falistej [11]

Na rysunku 4.9 przedstawiono zmiany współczynnika $k_{mw} = \frac{\Delta\Theta_{mw}}{\Delta\Theta_c}$ w zależności od stosunku wymiarów Lu/H (oznaczenia wg. rysunku 4.5) [11].

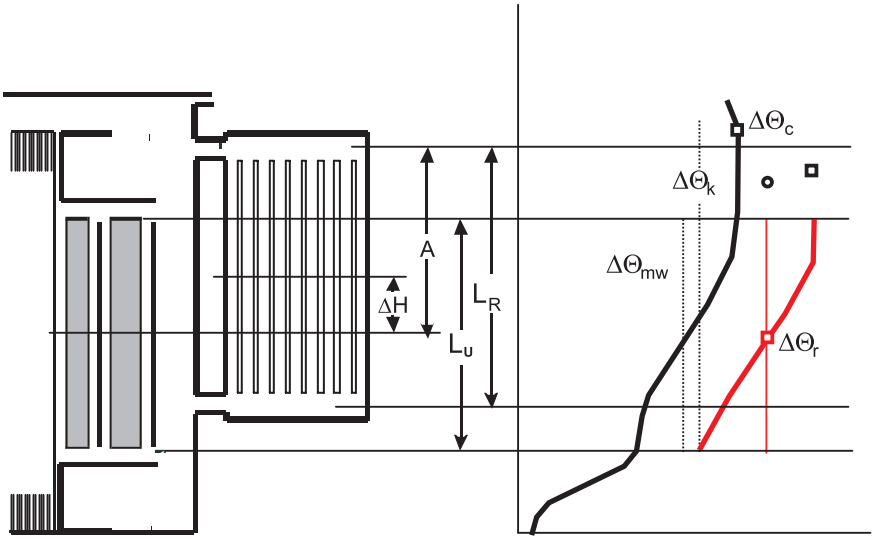


Rys. 4.9. Zależność współczynnika kmw od stosunku Lu / H. [11]

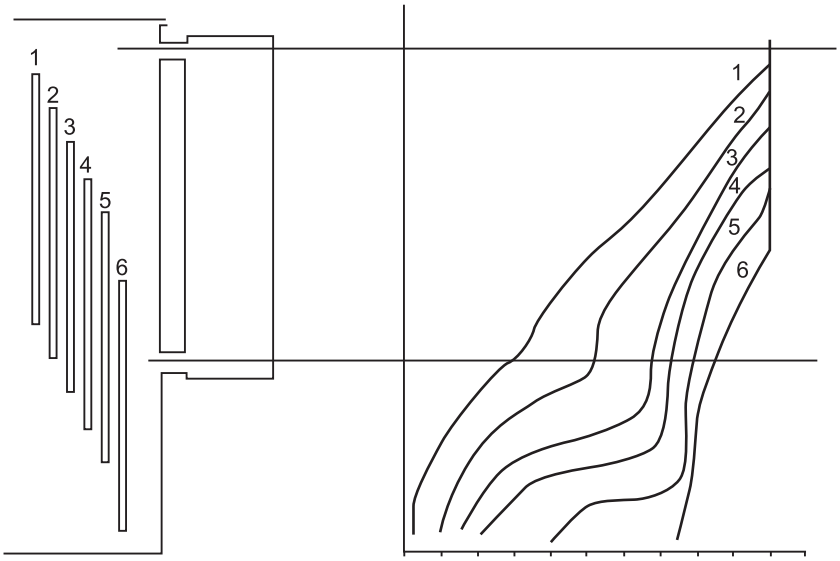
KADŹ RADIATOROWA

W transformatorach średniej mocy najczęściej stosowanym rozwiązaniem układu chłodzenia jest kadź radiatorowa. Charakterystyczne jej wymiary, które wpływają na efektywność chłodzenia radiatorów oraz rozkład temperatury wzdłuż wysokości transformatora podano na rysunku 4.10 [16]. Oprócz podanych tam wymiarów istotny wpływ mają jeszcze liczba członów w radiatorze oraz odległość między radiatorami. Jednak dominującym parametrem, który wpływa nie tylko na efektywność oddawania ciepła, ale również na nierównomierność rozkładu temperatury wzdłuż wysokości kadzi jest różnica wysokości środków uzwojeń i radiatorów, czyli wymiar ΔH z rysunku 4.10. Wpływ tego wymiaru na efektywności układu chłodzenia wynika z faktu, że przy zmianie wzajemnego usytuowania radiatorów i uzwojeń zmienia się również różnica ciśnienia hydrostatycznego w obwodzie kadź – radiatory, która decyduje o wydatku przepływającego oleju.

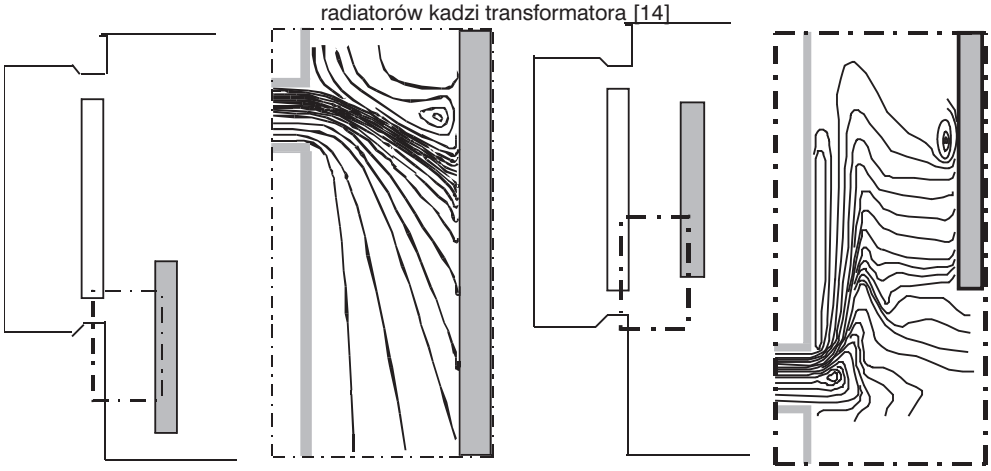
Na rysunku 4.11 przedstawiono zmiany względnego rozkładu przyrostu temperatury oleju w kadzi radiatorowej w zależności od wzajemnego położenia uzwojeń i radiatorów [14]. Należy przy tym pamiętać, że jeżeli w transformatorze przy tych zmianach będą się wydzielały takie same straty, to średni przyrost temperatury oleju pozostanie praktycznie również niezmieniony, a tym samym temperatura oleju w górnej warstwie (wartość gwarantowana) będzie się zwiększać w miarę zmniejszania się wymiaru ΔH.



Rys. 4.10. Podstawowe wymiary decydujące o efektywności chłodzenia radiatorów oraz rozkład temperatury wzdłuż wysokości transformatora [20].



Rys. 4.11. Wpływ wzajemnego położenia radiatorów i uzwojeń na względny rozkład temperatury radiatorów kadzi transformatora [14]



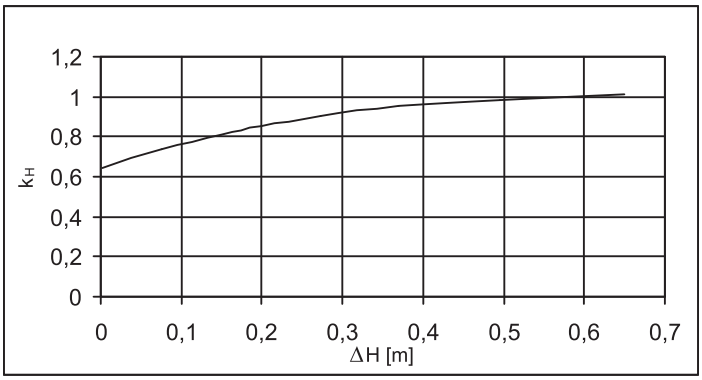
Rys. 4.12. Wizualizacja strug oleju wypływającego z dolnego króćca radiatora przy różnych wartościach H [14]

Na rysunku 4.12 przedstawiono wizualizację strug oleju w pobliżu dolnego króćca radiatora (wylotu) przy różnych wartościach ΔH. Jak można łatwo zauważyć dla ΔH = 0 wydatek oleju jest bardzo mały. Można nawet zaobserwować cofanie się oleju do wnętrza radiatora.

Ilość ciepła odprowadzana przez radiatory można obliczyć z zależności [13, 17]:

$$\Delta P_R = N \cdot n \cdot p_R \cdot k_n \cdot k_a \cdot k_H \tag{4.8}$$

gdzie: *N – liczba radiatorów, n – liczba członów w radiatorze,* p_R *– moc odprowadzana przez jeden człon samotnego, 10 członowego radiatora o danej długości, przy określonym przyroście temperatury oleju (wartość podawana przez producentów radiatorów),* k_n *– współczynnik korekcyjny zależny od liczby członów w radiatorze,* k_a *– współczynnik korekcyjny zależny od odległości między radiatorami (tym mniejszy im mniejsza odległość),* k_H *– współczynnik korekcyjny zależny od wymiaru H (rys. 4.13)*



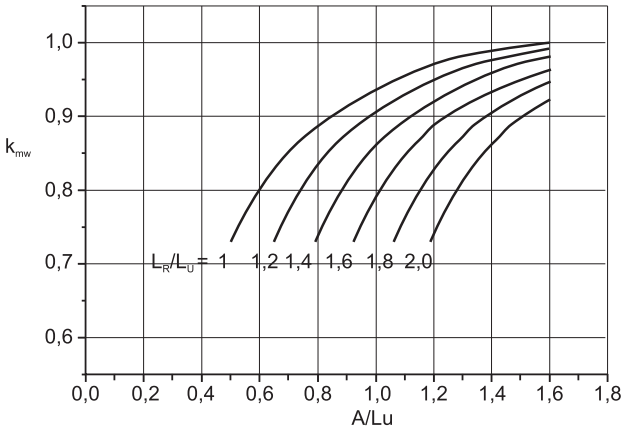
Rys. 4.13. Wpływ wymiaru ΔH na wartość współczynnika korekcyjnego k_H [20]

Zwykle górny króciec radiatora usytuowany jest ok. 0,1÷0,2m poniżej pokrywy, dolny zaś powinien znajdować się powyżej dolnej krawędzi uzwojenia. Dalsze zwiększanie długości radiatorów prowadzi do niewielkiego wzrostu oddawania ciepła przy zadanej wartości $\Delta\Theta_c$ i powoduje zwiększenie nierównomierności rozkładu temperatury wzdłuż wysokości kadzi. Gdy występują ograniczenia gabarytowe stosuje się czasem radiatory z górnymi króćcami wystającymi ponad pokrywę (zwiększa się wtedy wymiar ΔH) lub o zmiennej długości członów tak jak to pokazano na rysunku 4.14 [4]. Ponadto w tym ostatnim rozwiązaniu uzyskuje się dodatkową korzyść w postaci lepszego wpisania radiatorów w ograniczenia gabarytowe związane z przewozem koleją.

Średni przyrost temperatury oleju w strefie uzwojeń, niezbędny do określenia średniego przyrostu temperatury uzwojeń (wartość gwarantowana) można obliczyć z wzoru:

$$\Delta\Theta_{mw} = k_{mw} \cdot \Delta\Theta c \tag{4.9}$$

gdzie: k_{mw} *– wg empirycznej zależności* $k_{mw} = f(A/Lu, LR/Lu)$ *podanych na rys. 4.15.*

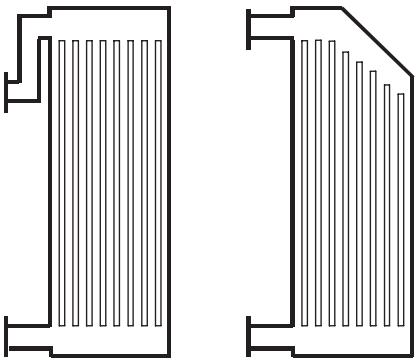


Rys. 4.15. Zależność współczynnika k_{mw} od stosunków wymiarów A/Lu oraz LR/Lu [20].

4.4.2. CHŁODZENIE ONAF

KADŹ RADIATOROWA

W celu intensyfikacji oddawania ciepła przez radiatory, co skutkuje zmniejszeniem się gabarytów i masy transformatora, stosuje się wymuszony za pomocą wentylatorów ruch powietrza. W praktyce stosowane są dwa warianty usytuowania wentylatorów: z boku radiatorów (rys.4.16.a) oraz na dole, pod radiatorami (rys. 4.16.b). Przy nadmuchu z boku strumień powietrza napotyka na relatywnie małe opory i nie rozprasza się poza radiatory (jego człony stanowią naturalne kierownice strug powietrza), ale kierunek wymuszonego ruchu powietrza jest prostopadły do kierunku konwekcji naturalnej. Natomiast przy nadmuchu od dołu część powietrza przepływa między radiatorami i napotyka przeszkody w postaci króćców. Jednak, w tym przypadku, kierunek wymuszonego ruchu powietrza jest zgodny z kierunkiem konwekcji naturalnej. W drugim rozwiązaniu można stosować wentylatory o mniejszym sprężu, które nadają strudze powietrza mniejszą prędkość a tym samym powodują mniejszy hałas. Należy jednak zdawać sobie sprawę z faktu, że nadmuch od dołu powoduje zwiększenie nierównomierności rozkładu temperatury wzdłuż wysokości transformatora.



Rys. 4.14. Przykłady specjalnych rozwiązań kształtu radiatorów ułatwiających dopasowanie się do wymagań gabarytowych przewozu koleją wg PN-EN 50216-6) [4]

Przy zamawianiu transformatorów z chłodzeniem ONAF często podawane są dwie moce transformatora odpowiadające znamionowej pracy przy ONAF oraz przy pracy ONAN.

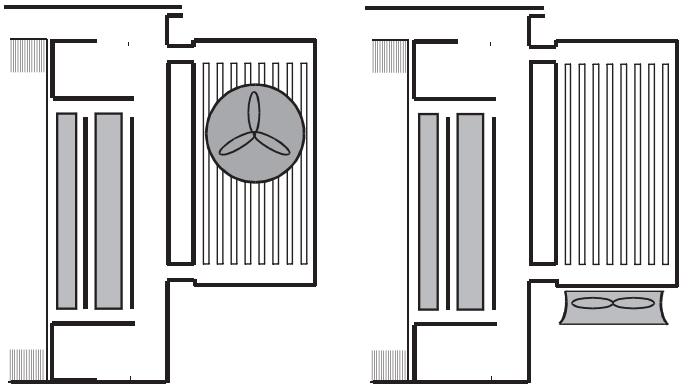
W takim przypadku, przy projektowaniu układu radiatorów należy znaleźć kompromis pomiędzy zwiększaniem odległości między radiatorami, które zwiększa efektywność przy chłodzeniu ONAN, a zmniejszaniem tej odległości, które obniża straty nadmuchiwanego powietrza przy chłodzeniu ONAF. Ważnym elementem przy optymalizowaniu konfiguracji radiatorów jest znajomość wpływu temperatury górnej warstwy oleju na współczynnik k_{AF} definiowany jako iloraz mocy odprowadzanej przy chłodzeniu ONAF do mocy odprowadzanej przy chłodzeniu ONAN przy takim samym przyroście temperatury w górnej warstwie $\Delta\Theta_c$ (zależność 4.10).

$$k_{AF} = \frac{\Delta P_{ONAF}}{\Delta P_{ONAN}} = f(\Delta\Theta_c) \tag{4.10}$$

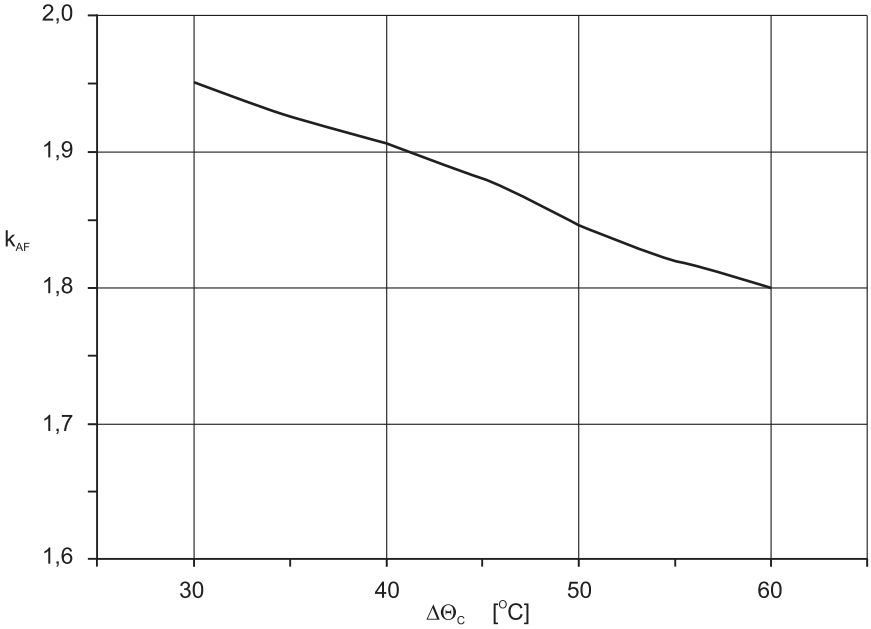
Jest on empirycznie wyznaczany dla przyjętego usytuowania wentylatorów pod radiatorami oraz typu wentylatorów. Przykładowo, na rysunku 4.17 podano zmiany współczynnika $_{kAF}$ w zależności od przyrostu temperatury w górnej warstwie dla następującej konfiguracji systemu wentylatorów nawiewowych [15]:

- wentylatory typu WUK-56,
- górną krawędź obudowy wentylatorów umieszczono ok. 100 mm poniżej radiatorów,
- obudowy wentylatorów nie wystawały poza obrys radiatorów,
- cztery radiatory na 1 wentylator (radiatory o szerokości 250 mm).

Współczynnik ten maleje ze wzrostem temperatury górnej warstwy $\Delta\Theta_c$, co oznacza pogorszenie się skuteczności chłodzenia w systemie ONAF.



Rys. 4.16. Warianty usytuowania wentylatorów przy chłodzeniu ONAF. Z boku radiatorów (a), pod radiatorami (b)



Rys. 4.17. Zależność współczynnika k_{AF} od przyrostu temperatury w górnej warstwie oleju.

Ponadto przy projektowaniu kadzi radiatorowej przy chłodzeniu ONAF i/lub ONAN należy również uwzględnić następujące zalecenia [20]:

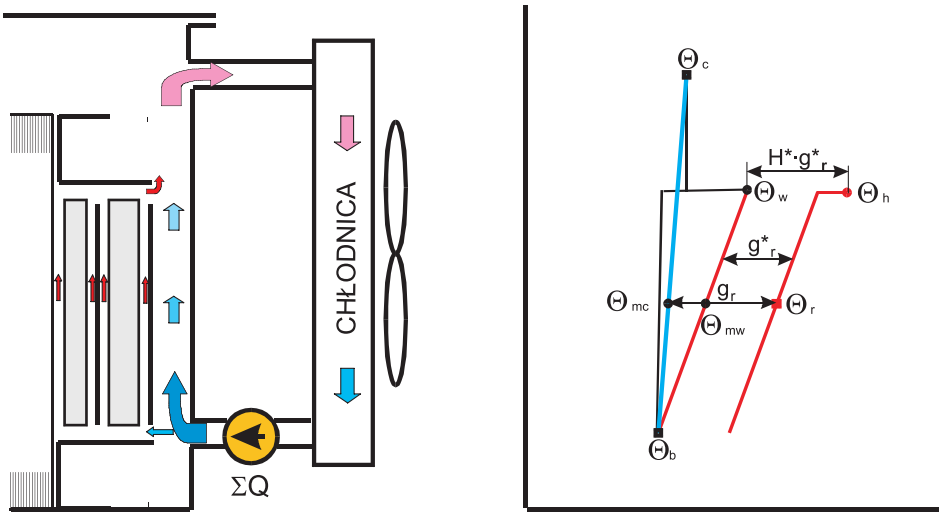
- długość radiatorów oraz ich usytuowanie względem uzwojenia powinny spełniać warunek $\Delta H \geq 500$ mm.
- jeżeli jeden z obliczonych przyrostów temperatury przy chłodzeniu ONAF przekracza wartości gwarantowane, a przy chłodzeniu ONAN nie przekracza – należy zwiększyć liczbę wentylatorów, jeżeli nie jest to możliwe – należy zwiększyć liczbę członów w radiatorach,
- należy dążyć do takiej kombinacji radiatorów i wentylatorów, aby różnice miedzy przyrostami przy obu rodzajach chłodzenia wynosiły nie więcej jak 5%.

4.4.3. CHŁODZENIE OF

Przy naturalnym obiegu oleju ze wzrostem mocy transformatora radiatory zajmują coraz więcej miejsca i w celu zmniejszenia gabarytów układu chłodzenia stosuje się wymuszony obieg oleju. Równie często używa się specjalnych, wydzielonych chłodnic, które mogą być montowane bezpośrednio na kadzi albo jako oddzielne baterie.

Rodzaj chłodzenia, w którym obieg oleju w układzie kadź – chłodnica wymuszany jest za pomocą pompy oznaczany jest symbolem OF. Pierwsze skojarzenie sugeruje, że rozkład temperatury wzdłuż wysokości transformatora będzie w tym przypadku znacznie bardziej wyrównany niż przy konwekcji naturalnej. Jednak pomiary oraz prace modelowe wykazały, że przypuszczenie to prawdziwe tylko w obszarze między płaszczem kadzi a częścią aktywną, którędy przepływa większość tłoczonego oleju. Natomiast przez uzwojenia przepływa tylko stosunkowo niewielka ilość oleju. Dlatego w tej strefie rozkład temperatury

jest bardziej nierównomierny. Efekt ten ilustruje rysunek 4.18, na którym przedstawiono uproszczony schemat obiegu oleju w transformatorze z chłodzeniem OF i odpowiadający mu uproszczony rozkład temperatury dla jednego z uzwojeń.



Rys. 4.18. Schemat obiegu oleju w transformatorze z chłodzeniem OF i odpowiadający mu rozkład temperatury wzdłuż wybranego uzwojenia

Generalnie, przy chłodzeniu OF na łączny wymuszany przez pompy wydatek oleju – ΣQ, składa się kilka strumieni (4.11) [18]:

$$\Sigma Q = Q_K + Q_{GN} + Q_{DN} + Q_R + Q_I \tag{4.11}$$

gdzie: Q_K – *olej przepływający między częścią aktywną a ściankami kadzi,* Q_{GN} *i* Q_{DN} – *olej przepływający kanałami chłodzącymi uzwojeń GN i DN,* Q_R – *olej przepływający kanałami chłodzącymi rdzenia,* Q_i – *olej przepływający w kanałach izolacji głównej*

Podobnie w sumarycznych stratach wydzielanych w transformatorze można wyodrębnić kilka części:

$$\Sigma\Delta P = \Delta P_K + \Delta P_{GN} + \Delta P_{DN} + \Delta P_R \tag{4.12}$$

gdzie: ΔP_k – *straty mocy w kadzi,* ΔP_{GN} – *straty mocy w uzwojeniu GN,* ΔP_{DN} – *straty mocy w uzwojeniu DN,* ΔP_R – *straty mocy w rdzeniu*

Dla każdego strumienia oleju można zastosować równanie bilansu cieplnego

$$\Delta P_X = \rho \cdot c \cdot \Delta\Theta_X \cdot Q_X \quad \text{lub} \quad \Delta\Theta_X = \frac{1}{\rho \cdot c} \cdot \frac{\Delta P_X}{Q_X} \tag{4.13}$$

gdzie: ΔP_X – *moc odprowadzana do danego strumienia (wydzielana w chłodzonym strumieniem danym elemencie X) [W],* $\Delta\Theta_X$ – *różnica temperatury oleju między wlotem a wylotem strumienia X [^oC], Q_X – wydatek oleju przepływającego w danym strumieniu X [m^3/s],* $\rho \cdot c$ – *gęstość i ciepło właściwe oleju transformatorowego,*

Wprowadzając oznaczenia:

$$w_X = \frac{Q_X}{\Sigma Q} \quad \text{oraz} \quad a_X = \frac{\Delta P_X}{\Sigma \Delta P} \tag{4.14}$$

gdzie: Q_X , ΔP_X – *wydatek oleju i straty wydzielane w danym strumieniu oleju,*

oraz oznaczając różnicę temperatur oleju na wlocie i wylocie z chłodnicy jako D_c, a przyrost temperatury oleju na wlocie do chłodnicy jako $\Delta\Theta_c$ (odpowiadający przyrostowi temperatury oleju w górnej warstwie), średni przyrost temperatury oleju w strefie (układzie) uzwojenia GN względem temperatury otoczenia $\Delta\Theta_{mw}$ można obliczyć z zależności:

$$\Delta\Theta_{mwGN} = \Delta\Theta_c + \left(0{,}5\frac{a_{GN}}{w_{GN}} - 1\right) \cdot D_c \tag{4.15}$$

gdzie: a_{GN} – *współczynnik wg (4.16),* w_{GN} – *względny wydatek oleju (rys. 4.19)*

Analogicznie można również obliczyć średni przyrost temperatury oleju w obszarze uzwojenia DN [20].

Wzór (4.15) zawiera współczynnik „a”, którego wartość dla każdego z uzwojeń można określić znając straty w tych uzwojeniach – ΔP_{GN}, ΔP_{DN} straty w konstrukcji – ΔP_K oraz straty w rdzeniu (straty stanu jałowego) – ΔP_O. Wówczas dla uzwojenia GN oraz DN współczynnik ten wynosi odpowiednio:

$$a_{GN} = \frac{\Delta P_{GN}}{\Delta P_{GN} + \Delta P_{DN} + \Delta P_K + \Delta P_o} \quad \text{oraz} \quad a_{DN} = \frac{\Delta P_{DN}}{\Delta P_{GN} + \Delta P_{DN} + \Delta P_K + \Delta P_o} \tag{4.16}$$

Badania wykazały, że w strefie uzwojeń wydatek oleju w niewielkim stopniu zależy od całkowitego wydatku oleju wymuszanego przez pompy i jest warunkowany, podobnie jak przy konwekcji naturalnej, głównie zjawiskiem termosyfonowym. W konsekwencji im większy całkowity wydatek oleju (liczba pracujących pomp) tym mniejszy względny wydatek oleju „w”, przy czym jego wartości zostały empirycznie określone na podstawie wyników kilkunastu prób cieplnych różnych transformatorów o mocy powyżej 100 MVA (rys 4.19). Mimo, że opisana wyżej metoda wyznaczania średniego przyrostu temperatury oleju w układzie chłodzenia OF nie budzi zastrzeżeń i jest nawet podana w IEC 60076-2 [2], to jednak proponowany w niej podstawowy sposób określania średniego przyrostu temperatury uzwojenie–olej zakłada obliczanie średniej temperatury oleju w oparciu o pomiary temperatury oleju na wlocie i wylocie z chłodnic – $\Delta\Theta_{mc}$ (tzw. metoda 1).

$$\Delta\Theta_{mc} = \Delta\Theta_c - 0{,}5 \cdot D_c \tag{4.17}$$

Norma ta dopuszcza również określanie średniej temperatury oleju w strefie uzwojenia na podstawie ekstrapolacji krzywej stygnięcia uzwojenia podczas próby cieplnej transformatora – $\Delta\Theta_{mw}$. (t.zw. metoda 2), zastrzegając jednak, że metoda ta przy niektórych konstrukcjach transformatorów daje zaskakująco nierealne wyniki.

W konsekwencji znając średni przyrost temperatury uzwojenia Θ_r (np. określony metodą pomiaru jego rezystancji) możemy obliczyć dwie różne wartości przyrostu temperatury uzwojenie-olej. W tablicy 4.3 podano przykład oparty na wynikach pomiarów wykonanych podczas próby cieplej transformatora o mocy powyżej 100 MWA. Podano w niej również wartości współczynnika H będącego ilorazem maksymalnego i średniego przyrostu temperatury uzwojenie-olej dobranego tak, aby uzyskać z tych dwóch metod oraz przy różnych obciążeniach zbliżone wartości przyrostów temperatury względem otoczenia w najgorętszym miejscu uzwojenia.

Metoda 1: $\Delta\Theta_h = \Delta\Theta_c + H_1 \cdot (\Delta\Theta_r - \Delta\Theta_{mc})$ (4.18)

Metoda 2: $\Delta\Theta_h = \Delta\Theta_w + H_2 \cdot (\Delta\Theta_r - \Delta\Theta_{mw})$ (4.19)

gdzie: $\Delta\Theta_{mc}$, $\Delta\Theta_c$, $\Delta\Theta_w$, $\Delta\Theta_r$ – *wg oznaczeń podanych na rys. 4.18*

Przy przyjęciu powyższych założeń otrzymano współczynniki H_1 i H_2 o wartościach odpowiednio 1,45 oraz 1,2. Należy zauważyć, że w podane normie IEC 60076-2 wartości tych współczynników mogą zwierać się w przedziale 1,0÷2,1. Zatem w odpowiedzialnych jednostkach narażonych na duże przeciążenie powinno się określać temperaturę w najgorętszym miejscu uzwojeń metodą pomiaru bezpośredniego.

Jest to jednak technicznie bardzo kłopotliwe i kosztowne. Z tego względu optymalnym, zdaniem autora, rozwiązaniem byłby pomiar temperatury oleju na wylocie z uzwojenia, który wraz pomiarem temperatury oleju na wlocie do uzwojeń (praktycznie taka sama jak temperatura oleju na wylocie z chłodnic) umożliwi oszacowanie średniej temperatury oleju w strefie uzwojeń. Ponadto dodatkową zaletą proponowanego sposobu jest mniej kłopotliwe wykonanie takiego pomiaru.

Tablica 4.3. Porównanie metod określania średniego przyrostu temperatury oleju

Rodzaj przyrostu temperatury	Metoda 1	Metoda 2	Uwagi
Uzwojenie-otoczenie, średni – $\Delta\Theta_r$	64,8	64,8	Pomiar bezpośredni
Olej pod pokrywą – otoczenie – $\Delta\Theta c$	45,0	45,0	
Olej dół – otoczenie – $\Delta\Theta_b$	38,8	38,8	

Olej średni – otoczenie – $\Delta\Theta_{mc}$; $\Delta\Theta_{mw}$	41,9	49,6	Obliczenia
Uzwojenie – olej średni g	22,9	15,2	
Współczynnik hot-spot H	1,45	1,20	
Uzwojenie – olej max – g*H	33,2	18,2	
Olej maksymalny – otoczenie – $\Delta\Theta_c$; $\Delta\Theta_w$	45,0	60,4	
Uzwojenie – otoczenie maksymalny $\Delta\Theta_h$ (hot-spot)	78,2	78,6	

RODZAJE CHŁODNIC PRZY CHŁODZENIU OF

Można rozróżnić trzy zasadnicze rodzaje chłodnic stosowanych przy chłodzeniu OF [4, 6, 7]:

- baterie radiatorów,
- chłodnice olejowo-powietrzne,
- chłodnice olejowo-wodne.

Wśród wymienionych wyżej rodzajów chłodnic baterie radiatorów mają tę zaletę, że po wyłączeniu wentylatorów maja jeszcze stosunkowo dużą zdolność oddawania ciepła, a przy zastosowaniu specjalnych pomp, które nie tamują przepływu oleju, po ich zatrzymaniu [5] również zachowują zdolność chłodzenia. Natomiast wadą takiego systemu są duże gabaryty baterii oraz duża objętość oleju.

CHŁODNICE OLEJOWO-POWIETRZNE

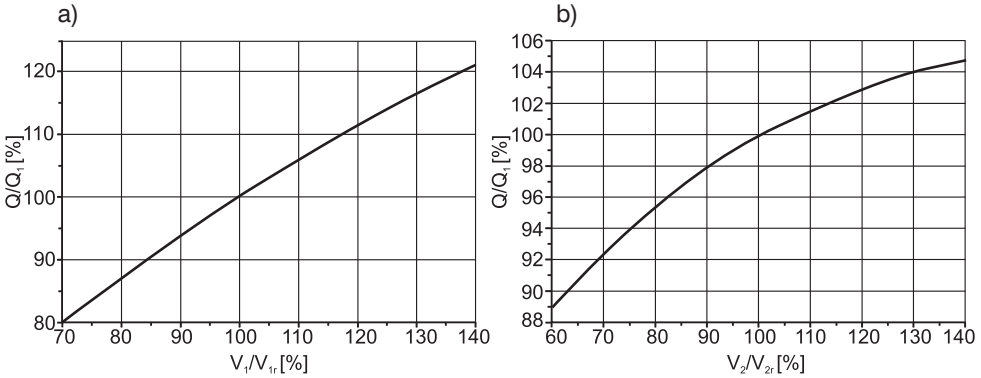
Różne typy chłodnic olejowo-powietrznych, zalecane parametry i wymagania opisano w projekcie normy prEN 50216-10 [6]. W normie tej podano również orientacyjne dane dotyczące wpływu zmian wydatków oleju i powietrza na cieplny wydatek chłodnic. Pompy stosowane do wymuszania obiegu oleju są z kolei opisane w PN-EN 50216-7:2002 [5]. Natomiast przykładowe zależności dla chłodnicy o mocy 200 kW podano na rysunku 4.20.

Transformatory o mocy powyżej 100 MVA z chłodzeniem OFAF wyposażone są zwykle w kilka chłodnic olejowo powietrznych, z których każda posiada jedną pompę i trzy wentylatory. Sterowanie układem chłodzenia, w którym najczęściej wykorzystuje się pomiar temperatury oleju w górnej warstwie rzadziej zaś pomiar prądu obciążenia oraz model cieplny transformatora, sprowadza się do uruchomienia całych chłodnic. Jednocześnie włączane są zarówno pompa jak i wszystkie wentylatory, co powoduje, że temperatura transformatora waha się w dość szerokim zakresie. Taka zgrubna regulacja posiada liczne wady, z których przede wszystkim można wymienić następujące:

- relatywnie duże zmiany temperatury transformatora wywołują zjawisko tzw. „oddychania transformatora”, ułatwiające wnikanie wilgoci do jego wnętrza [1, 2],
- niewielkie wahania obciążenia mogą prowadzić do częstego włączania i wyłączania poszczególnych grup chłodnic powodując szybkie zużycie łączników i elementów chłodzenia,
- występujące w takich układach zjawiska przeregulowania prowadzi do nadmiernego zużycia energii na potrzeby własne.

Bardziej szczegółowe analizy wskazują, że optymalne warunki eksploatacji transformatora, które uwzględniają pobór mocy przez układ chłodzenia można osiągnąć,

gdy w najgorętszym miejscu kontrolowana i utrzymywana jest możliwie wysoka i stabilna temperatura, która jednak nie przekracza dopuszczalnej wartości [21,22]. Efekt ten można osiągnąć wprowadzając płynną regulację obrotów pomp i wentylatorów z wykorzystaniem numerycznego modelu cieplnego, który oblicza temperaturę najgorętszego miejsca w uzwojeniach chłodzonej jednostki. Taki system sterowania zwiększą efektywność układu chłodzenia i jest lepiej dostosowany do aktualnego obciążenia i warunków atmosferycznych. W konsekwencji maleje zapotrzebowanie energii na potrzeby własne układu chłodzenia.



Rys. 4.20. Wpływ zmian wydatku powietrza V_1 (a) oraz wydatku oleju V_2 (b) na moc odprowadzaną przez chłodnicę olejowo-powietrzną [prEN 50216-10]

Z drugiej strony doświadczenie eksploatacyjne wskazuje, że należy unikać chłodnic wykonanych z aluminium lub jego stopów. Zdarzały się bowiem przypadki, że chodnice wykonane z odpornego na korozję aluminium podczas pożaru transformatora ulegały stopieniu, a wyciekający olej powodował podsycanie pożaru i zanieczyszczenie środowiska.

CHŁODNICE OLEJOWO-WODNE

Różne typy chłodnic olejowo wodnych, zalecane parametry oraz wymagania opisano w projekcie normy prEN 50216-9 [7]. W normie tej podano również nomogramy umożliwiające przeliczanie cieplnego wydatku chłodnicy na inne od znamionowych wartości wydatków oleju i wody oraz na różne ich temperatury na wlocie do chłodnicy.

Ale należy podkreślić, że z uwagi na niebezpieczeństwo zawilgocenia izolacji transformatora, chłodnice olejowo-wodne są rzadziej stosowane w porównaniu do olejowo–powietrznych, nawet w elektrowniach gdzie wody jest pod dostatkiem.

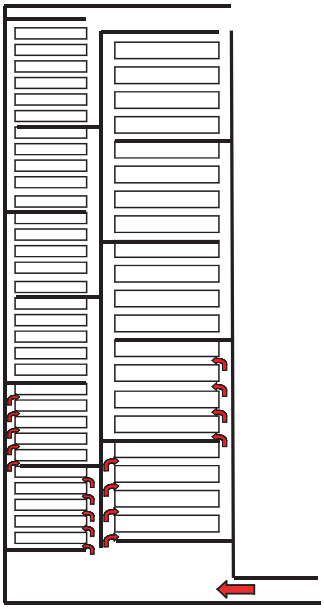
4.4.4. CHŁODZENIE OD

Większą, w porównaniu do wcześniej omówionych, wydajność układu chłodzenia uzwojeń można uzyskać wprowadzając chłodzenie OD. W tego rodzaju chłodzeniu olej z chłodnic kierowany jest do wnętrza uzwojeń, gdzie za pomocą specjalnych przegród wymuszany jest jego przepływ w kanałach poziomych. Uproszczony schemat przepływu oleju wewnątrz uzwojeń przedstawiono na rys 4.21. Na rysunku tym pominięto szczegóły labiryntu izolacji końcowej uzwojeń i izolacji jarzmowej. Ale jest on niezbędny do zapewnienia stosownej wytrzymałości elektrycznej układu.

Przyjęcie specyficznej dla chłodzenia OD geometrii układu pozwala wymusić intensywny przepływ oleju w kanałach poziomych, co umożliwiła rezygnację z osiowych kanałów chłodzących w uzwojeniach. Ponadto rośnie współczynnik oddawania ciepła z uzwojeń oraz, co jest bardzo ważne, wyrównuje się rozkład temperatury w uzwojeniach. Najczęściej olej wtłaczany jest do wspólnej komory pod wszystkimi fazami a następnie rozpływa się na poszczególne kolumny i uzwojenia (rys.4.21) [23, 24]. Jednak zastosowanie chłodzenia OD wymaga takiego dobrania liczby sekcji w poszczególnych uzwojeniach, aby uwzględniając liczbę kanałów oraz ich rozmiar (co jest narzucone innymi względami – dielektrycznymi i elektromagnetycznymi) uzyskać właściwy, proporcjonalny do strat wydzielanych w poszczególnych uzwojeniach, rozpływ oleju. O tym rozpływie decydują przede wszystkim opory hydrauliczne połączonych równolegle dróg przepływu. Dlatego przy projektowaniu układu chłodzenia OD niezbędne jest wykonanie obliczeń oporów hydraulicznych uzwojeń oraz sprawdzenie czy równoległe połączenie dróg przepływu zapewni wymagany podział strumienia oleju.

Spotyka się również nieco odmienne, od wyżej omówionego, rozwiązanie geometrii układu chłodzenia OD. Polega ono na tym, że olej doprowadzany jest osobno do każdej kolumny, a następnie poprzez odpowiednio ukształtowaną izolację jarzmową i właściwie dobrane rozmiary kanałów wlotowych do poszczególnych uzwojeń uzyskuje się wymagane przepływy oleju. Taka konstrukcja umożliwia regulowanie oporów hydraulicznych na drodze przepływu oleju w uzwojeniach bez konieczności wprowadzania zmian w samych uzwojeniach.

Czasem stosowany jest również tzw. ”podsterowany” przepływ oleju w uzwojeniach, gdzie olej kierowany jest wprawdzie do uzwojeń, ale wewnątrz nich nie ma zygzakowatego przepływu. Mimo, że system taki formalnie zaliczany jest do rodzaju chłodzenia OF to jednak posiada pewne cechy chłodzenia OD oraz wymaga obliczeń hydraulicznych.



Rys. 4.21. Uproszczony schemat przepływu oleju w uzwojeniach przy chłodzeniu OD

Spotyka się również stosowanie przegród wymuszających zygzakowaty przepływ oleju w uzwojeniach cewkowych przy chłodzeniu ON w celu poprawy oddawania ciepła z poziomych powierzchni cewek. W tym przypadku należy tak dobierać rozmieszczenie przegród sterujących, aby łączne wysokości kanałów promieniowych w poszczególnych sekcjach nie różniły się więcej niż o 20% od wartości średniej wynikającej z sumy wszystkich kanałów podzielonych przez liczbę sekcji [24].

Obliczenia oporów hydraulicznych uzwojeń uwzględniają zarówno długość oraz przekrój poszczególnych kanałów jak i podział strumienia w poszczególnych kanałach oraz zmianę kierunku przepływu. Szczegółowe wzory podano w [24], przy czym w dalszych obliczeniach stosuje się następującą procedurę:

- dla każdego uzwojenia należy obliczyć stratę ciśnienia przy dwóch dość dowolnie wybranych wydatkach oleju,
- należy wykreślić w skali logarytmicznej (linie proste) charakterystyki $p = f(Q_{ol})$ poszczególnych uzwojeń (rys. 4.22),
- należy wyznaczyć wypadkową zależność $p = f(Q_{ol})$ układu równoległego uzwojeń,
- należy wyznaczyć wydatki oleju w poszczególnych uzwojeniach (rys. 4.22) przyjmując całkowity wydatek oleju na jedną kolumnę równy:

$$Q_{olf} = 0{,}75 \cdot \frac{\Sigma Q_{ol}}{n_k} \tag{4.20}$$

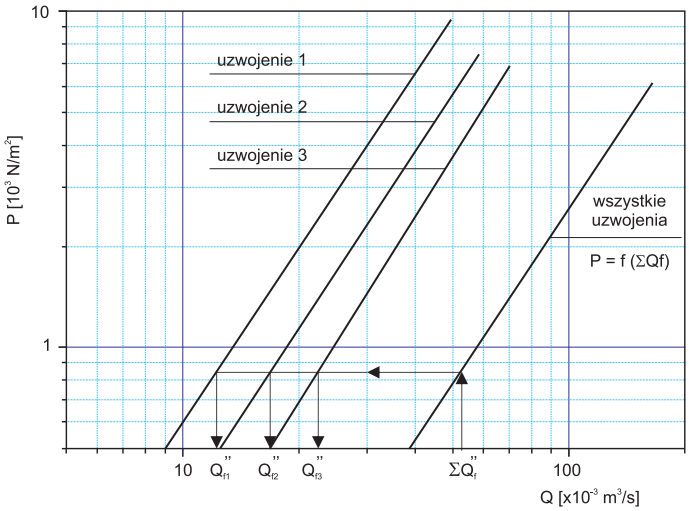
gdzie: ΣQ_{ol} – *łączny wydatek oleju wynikający z liczby i wielkości zainstalowanych pomp,* n_k – *liczba uzwojonych kolumn.*

Przy czym zmniejszenie o 25 % całkowitego wydatku oleju we wzorze (4.20) wynika z faktu, że część oleju kierowana jest do przestrzeni kadzi oraz w obszar rdzenia. Jest to również pewnego rodzaju margines bezpieczeństwa.

Mając wydatki oleju w uzwojeniach można następnie obliczyć prędkości jego przepływu w poszczególnych kanałach pionowych i poziomych. Należy przy tym zwrócić uwagę na prędkość przepływu w tym miejscu kanału osiowego, gdzie strumień kieruje sie do kolejnej sekcji. Jest tam ona maksymalna i z uwagi na niebezpieczeństwo powstawania elektryzacji statycznej nie powinna przekraczać wartości V= 1 m/s.

Z kolei średni przyrost temperatury w strefie oleju oblicza się analogicznie jak przy chłodzeniu OF przyjmując:

$$w = \frac{3 \cdot Q_{olf}}{0{,}75 \cdot \Sigma Q_{ol}} \quad \text{oraz} \quad a = \frac{\Delta P_u}{\Sigma \Delta P} \tag{4.21}$$



Rys. 4.22. Diagram do określania wypadkowego podziału przepływu oleju w poszczególnych uzwojeniach przy chłodzeniu OD [24]

Na zakończenie, warto podkreślić ważniejsze różnice między chłodzeniem OD a OF, które można przedstawić następująco:

- chłodzenie OD zapewnia bardziej równomierny rozkład temperatury w uzwojeniach, co skutkuje przyjęciem w normach wyższej dopuszczalnej wartości średniego przyrostu temperatury uzwojenie-olej wynoszącej 70°C (przy chłodzeniu OF – 65°C) [1,2],
- przy chłodzeniu OD należy stosować inną procedurę sterowania liczbą pracujących chłodnic, a przede wszystkim nie należy dopuszczać do całkowitego wyłączania pomp (przy OF można czasowo wyłączyć wszystkie pompy obserwując temperaturę oleju w górnej warstwie [21, 22]).

Ponadto osobnym problemem jest doświadczalne potwierdzenie czy w wykonanym transformatorze rzeczywiście występuje sterowany przepływ oleju. Proponowane są tu różne procedury prowadzenia prób cieplnych, ale ich opis wykracza poza zakres niniejszego opracowania. Opisana wyżej metoda obliczania układu chłodzenia OD została pozytywnie zweryfikowana nie tylko wynikami prób cieplnych przeprowadzonych na wykonanych transformatorach o mocy powyżej 200 MVA, ale również poprzez porównanie z wykonanymi w biurze konstrukcyjnym Hitachi (Japonia) obliczeniami oraz próbami cieplnymi autotransformatora 500 MVA.

LITERATURA

[1] IEC 60076-2:1993, modified. Power transformers - Part 2: Temperature rise. (Norma ta jest identyczna z normami EN 60076-2:1997 oraz PN-EN 60076-2:2001)

[2] IEC 60076-7: 2005 Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers.

[3] IEC/TS 60076-14 (2004-11) Power transformers - Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials.

[4] PN-EN 50216-6:2002 Wyposażenie transformatorów i dławików. Część 6: Urządzenia chłodzące – Odejmowalne radiatory transformatorów olejowych
[5] PN-EN 50216-7:2002, Wyposażenie transformatorów i dławików. Część 7: Pompy elektryczne oleju transformatorowego
[6] prEN 50216-10, Power transformer and reactor fittings. Part 10: Oil-to-air heat exchangers
[7] prEN 50216-9, Power transformer and reactor fittings. Part 9: Oil to water heat exchanger
[8] Jezierski E.: „Transformatory. Podstawy teoretyczne", WNT 1965
[9] Jezierski E.: „Transformatory. Budowa i projektowanie", WNT 1963
[10] Pinkiewicz I.: „ Obliczanie cieplne kadzi falistej", Dok. OŁ/46/78
[11] Pinkiewicz I.: „ Obliczanie cieplne kadzi falistej", Inst. Techn. IT/18/82
[12] Pinkiewicz I.: „Wyznaczanie współczynników oddawania ciepła w transformatorach", Dok. OŁ/4/68
[13] Pinkiewicz I.: „Oddawanie ciepła do otoczenia przez radiatory przy chłodzeniu ONAF"
[14] Pinkiewicz I.: „Określenie wpływu położenia radiatorów na skuteczność oddawania ciepła", Dok. OŁ/4/73.
[15] Pinkiewicz I., Meller R.: „Przystosowanie do potrzeb chłodzenia transformatora nowego typu wentylatora", Dok. OŁ/139/73
[16] Pinkiewicz I.: „Opracowanie metody obliczania rozkładu temperatury wzdłuż wysokości uzwojenia", Dok. OŁ/84/72
[17] Pinkiewicz I.: „Opracowanie zaleceń do optymalnego projektowania układu chłodzenia ONAN i ONAF", Dok. OŁ 94/74.
[18] Carruthers M.G., Norris E.T.: "Thermal rating of transformars. Introduction of multiflow principle", Proc. I.E.E., Vol. 116, Sept. ,1969
[19] Pinkiewicz I.: „Analiza przyrostów temperatury uzwojeń i oleju w transformatorach przy chłodzeniu OF", Dok. OŁ/65/76
[20] Pinkiewicz I.: „Obliczenia cieplne kadzi radiatorowej i baterii radiatorów przy chłodzeniu ONAN, ONAF i OFAF", Inst. Techn.. IT/20/82.
[21] Borowski K., Eckholz K. i inni: „ Loss of life optimization and noise reduction by means of intelligent controlling of AF-cooled power transformers", CIGRE 1996:12-109.
[22] Figura M., Pinkiewicz I: „Optymalizacja działania układu chłodzenia OFAF w transformatorach dużej mocy", Konferencja „Zarządzanie eksploatacją transformatorów, Wisła, Jawornik, 26-27/06/2006
[23] Dutkiewicz I., Pinkiewicz I.: „Opracowanie wytycznych do projektowania transformatorów z kierowanym przepływem oleju – OD", Dok. OŁ/30/76.
[24] Pinkiewicz I.: „Obliczenia cieplno-hydrauliczne transformatora przy chłodzeniu OD", Instr. Techn. IT/12/80

PRZYPISY

1 Temperatura ta oznacza, że materiały mogą długotrwale pracować w temperaturze tej klasy bez istotnego pogarszania się ich właściwości.

5. KOROZYJNOŚĆ OLEJU ORAZ OSADY Cu_2S W TRANSFORMATORACH ENERGETYCZNYCH

5.1. WPROWADZENIE

W ostatnich latach zanotowano kilka awarii transformatorów oraz dławików WN, które spowodowane były przez odłożenie się siarczków miedzi (Cu_2S) na powierzchni oraz w objętości izolacji papierowej, a także na powierzchni przewodów miedzianych. Przyczyna awarii była pewnym zaskoczeniem, gdyż układy izolacyjne tych jednostek spełniały wymagania stawiane przez normy dotyczących korozyjnej siarki (np. ASTM D 1275). Efekt działania siarki korozyjnej obserwowano również w transformatorach pracujących w relatywnie wysokiej temperaturze przy braku dostępu tlenu. Uważa się przy tym, że jednostkami o podwyższonym ryzyku są prostowniki i przekształtniki wysokiego napięcia stałego (HVDC) oraz dławiki i transformatory blokowe. Ostatnio na forum CIGRE poinformowano o awariach spowodowanych przez związki korozyjnej siarki, które miały miejsce w różnych klimatach i warunkach pracy. Wystąpiły one w Brazylii, Kanadzie, Włoszech, Indiach, Hiszpanii, Południowej Afryce, Szwecji i Tajlandii (rys. 5.1). Podejrzewa się przy tym, że niektóre wcześniejsze awarie transformatorów, których przyczyny zostały zaklasyfikowane jako nieznane również mogły być spowodowane siarką korozyjną. [1, 2] Zaobserwowano ponadto, że efekt ten nie ogranicza się do jednego rodzaju lub pochodzenia oleju. Wymienia się co najmniej czterech różnych dostawców oraz pięć różnych gatunków oleju, a w tym [3]:

- olej naftenowy z ropy rumuńskiej,
- olej naftenowo-parafinowy (pośredni),
- olej o mieszanym składzie,
- olej naftenowy z ropy wenezuelskiej,
- olej naftenowy z ropy północnoamerykańskiej.

Od 2000 roku na całym świecie awarii uległo ponad 25 dużych transformatorów i dławików, bez wcześniejszych oznak nadchodzącej awarii, przy czym zastosowane tam oleje izolacyjne pomyślnie przeszły badania na korozyjną siarkę według standardu ASTM. Okazało się jednak, że pobrane z uszkodzonych transformatorów próbki tych olejów już nie sprostały wymaganiom tej normy.

Rys. 5.1. Przykłady awarii spowodowanych osadami siarczków miedzi [2]

Stało się oczywiste, że istniejące testy mające wykrywać korozyjną siarkę w oleju transformatorowym są nieadekwatne i wymagają istotnych modyfikacji. Z drugiej strony reakcje chemiczne prowadzące do generacji siarki korozyjnej oraz powstawania warstwy siarczków miedzi (Cu_2S) nie są jeszcze w pełni rozpoznane. Podejrzewa się, że duży wpływ mają pozostałości procesu rafinacji lub w sprzyjających warunkach eksploatacyjnych (wysoka temperatura i niska zawartość tlenu) generuje się ona z pozostałych po rafinacji niekorozyjnych związków siarki. Jednak wiele kwestii pozostaje wciąż nierozwiązanych. Nie mniej jednak na podstawie wieloletniej analizy danych (stan na 2008 rok) uprawniony jest pogląd, że w specyficznych warunkach związki siarczków miedzi (Cu_2S) wykazują tendencję do migracji i gromadzenia się w izolacji papierowej, co w rezultacie może znacząco wpłynąć na jej dielektryczną jednorodność. Zebrane do tej pory doświadczenia sugerują, że zjawisko to dotyczy przede wszystkim nowszych olejów w transformatorach eksploatowanych przy relatywnie wysokich temperaturach, bądź w gorących klimatach z niską zawartością tlenu w oleju. Niektóre raporty wskazują, że około 50% transformatorów mocy zainstalowanych od 1990 roku ma pozytywny wynik badań na obecność korozyjnej siarki i tym samym wykazują zwiększone ryzyko awarii. Problem jest poważny, gdyż awarie występują bez wcześniejszych sygnałów ostrzegawczych i bez możliwości ich predykcji przy wykorzystaniu takich tradycyjnych metod badawczych jak analiza DGA lub inne testy olejowe. Nie dziwią więc obawy producentów i użytkowników o bezawaryjną pracę transformatorów w warunkach długotrwałego dużego obciążenia. Stąd powstaje istotne zagadnienie doboru odpowiednich metod identyfikacji siarki korozyjnej oraz skutecznej ochrony izolacji papierowej przed skutkami korozji siarkowej. Problem powstawania korozyjnej siarki zyskał znaczne zainteresowanie ze strony różnych narodowych i międzynarodowych komitetów elektrotechnicznych, producentów oraz odbiorców. Jest on obecnie przedmiotem badań m.in. grupy roboczej CIGRE A2.32 [1, 2], IEEE [4,5,6], ABB [7,8,9], SIEMENS [10,11], NYNAS [12]. M.in. laboratoriach tych firm podjęto prace nad odtworzeniem procesu formowania się osadów siarczków miedzi zarówno na miedzianym uzwojeniu jak i papierze izolacyjnym. Siarczki miedzi mogą się formować bezpośrednio na powierzchni miedzi lub z jonów miedzi, które są albo rozpuszczone w oleju lub też osadzone na papierze. Należy podkreślić, że część powstałych na powierzchni miedzi siarczków może również migrować do izolacji papierowej. Obecny stan wiedzy na ten temat pozwala stwierdzić, że nawet niewielkie ilości swobodnych związków i molekuł miedzi w oleju wspomagane przez erozję przewodów mogą prowadzić do formowania się osadów siarczkowych. Przewodzące właściwości siarczków miedzi powodują, że osady te mogą osłabiać dielektryczną strukturę systemu izolacyjnego transformatora, prowadząc do obniżenia napięcia początkowego

wyładowań niezupełnych oraz pogorszenia wytrzymałości elektrycznej, co w konsekwencji prowadzić może do awarii transformatora [1,2].

Zatem służby eksploatujące transformatory powinny mieć świadomość grożącego ryzyka związanego z formowaniem się warstw siarczków miedzi i diagnozować czy znajdujący się w transformatorze olej jest korozyjny czy też potencjalnie korozyjny. Wiedza ta jest konieczna do podjęcia w odpowiednim momencie środków zaradczych. Należy przy tym podkreślić, że im lepsze zrozumienie mechanizmów formowania się siarczków miedzi i powstawania awarii, tym skuteczniej można zapobiegać ich tworzeniu się lub powstrzymać rozwój istniejącego już procesu korozyjnego w eksploatowanych urządzeniach.

Jednak pomimo znaczącego postępu w tym zakresie, wciąż pozostaje wiele nierozwiązanych zagadnień, do których w szczególności można zaliczyć:

- identyfikację konkretnych związków korozyjnej siarki,
- korelację zawartości tych związków z testami na korozyjną siarkę,
- opracowanie prostych i miarodajnych narzędzi diagnostycznych, które dokładniej przewidują zachowanie się oleju w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych,
- opracowanie efektywnych ekonomicznie technik usuwania związków korozyjnej siarki,
- rozwój nieinwazyjnych technik wykrywania obecności osadów siarczków miedzi w pracujących transformatorach.

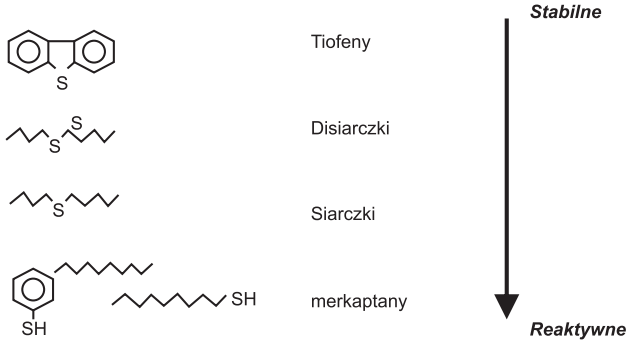
Wagę konieczności sprostania powyższym problemom podkreśla fakt, że związki niektórych awarii z obecnością korozyjnej siarki w oleju było oczywiste znacznie wcześniej, jednak ówczesne metody diagnostyczne nie pozwalały otrzymać pozytywnej odpowiedzi w zakresie warunków i przyczyn tworzenia się siarczków miedzi.

Dlatego celem tego rozdziału jest zwięzłe przedstawienie istoty problemu, międzynarodowych doświadczeń i badań nad zjawiskiem korozyjnej siarki w izolacji transformatora, a także zaprezentowanie nowych i zmodyfikowanych metod badawczych oraz różnych sposobów zapobiegania korozyjnemu oddziaływaniu siarki.

5.2. ŹRÓDŁA SIARKI W OLEJACH MINERALNYCH

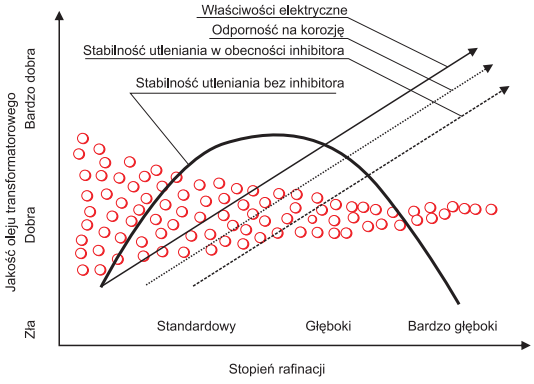
Ilość siarki oraz jej związków w ropie naftowej w stanie naturalnym sięga nawet do 20%. Należy przy tym podkreślić, że nie wszystkie związki siarki są korozyjne, a wiele z nich jest naturalnymi inhibitorami utleniania. Stąd przyjmowanie całkowitej zawartości siarki w oleju jako wskaźnika do oceny ilości potencjalnie korozyjnych jej związków nie jest poprawne, gdyż wiele z nich jest obojętnych lub nawet ma wpływ korzystny. Z kolei inne są korozyjne i szkodliwe dla wewnętrznych elementów transformatora. Generalnie, pod względem korozyjnych zachowań zdecydowaną większość zawartych w ropie związków siarki można podzielić na pięć kategorii (rys. 5.2). Najbardziej korozyjnymi są siarka atomowa (S) oraz merkaptany (R–SH), przy czym siarka atomowa tę cechę wykazuje już przy stężeniach rzędu 1 ppm. Następne w kolejności są siarczki ($R–S–R_1$), potem stabilne disiarczki (R–S–S–R), a na końcu bardzo stabilne tiofeny (w powyższych wzorach R oznacza proste oraz rozgałęzione łańcuchy parafinowe lub węglowodory pierścieniowe). Dlatego niektóre disiarczki stosuje się nawet jako pasywatory i dezaktywatory redukujące efekt katalitycznego utleniania oleju w transformatorach [3].

Ilość i rodzaj związków siarki występujących w oleju silnie zależy zarówno od pochodzenia ropy naftowej jak i zastosowanej technologii rafinacji. Dlatego głównym celem procesu rafinacji jest przede wszystkim oczyszczenie ropy ze związków siarki. Polega on generalnie na usuwaniu lub przekształceniu związków siarki z postaci korozyjnych (siarka atomowa, merkaptany, związki aromatyczne) do związków bardziej stabilnych, którymi są np. tiofeny, disiarczki oraz związki naftenowe.



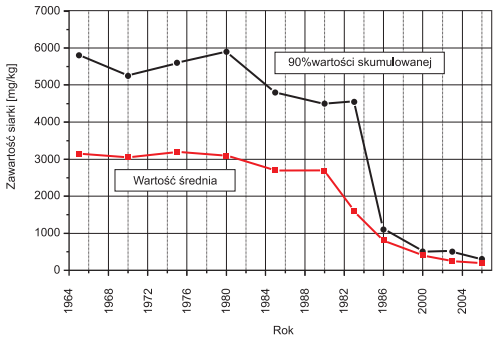
Rys. 5.2. Różne formy siarki w olejach mineralnych [9]

Najczęściej obecnie stosowana w procesie przetwórczym ropy naftowej hydrorafinacja oraz uwodornienie usuwa heteroatomy różnych pierwiastków, w tym przede wszystkim siarki, azotu, tlenu oraz niektórych metali, a także niektóre węglowodory aromatyczne. Natomiast do związków, których usunięcie jest trudniejsze należy zaliczyć mniej reaktywne i bardziej stabilne tiofeny. Z kolei stosowanie łagodnego hydrokrakingu, który jest pewną odmianą hydrorafinacji z ograniczoną konwersją, ma celu uzyskania lżejszych frakcji. Stąd głęboko rafinowane oleje inhibitowane zawierają jedynie niewielkie ilości związków siarki. Na rysunku 5.3 schematycznie przestawiono zasadę otrzymywania podczas rafinacji pewnej, optymalnej z punktu widzenia właściwości oleju, zawartości siarki [13]. Wynika z niej, że niepełna konwersja lub niekompletne usunięcie związków siarki może skutkować obniżeniem się właściwości elektrycznych, odporności na korozję oraz stabilności utleniania. Natomiast w przypadku zbyt głębokiej rafinacji oleje bez inhibitorów wyraźnie zmniejszają swoją naturalną stabilność utleniania.



Rys.5.3. Wpływ procesu rafinacji na właściwości oleju [13]

Wymagania norm dotyczące zapewnienia niskiej zawartości siarki w oleju mineralnym spowodowały, że na przestrzeni ostatnich 15 lat zmniejszała się ona ustawicznie. Znaczną redukcję całkowitej zawartości siarki osiągnięto w latach 1989-1990 po zastosowaniu technologii hydrorafinacji. W ten sposób przeciętna zawartość siarki w oleju spadła z około 3000 ppm do wartości poniżej 1000 ppm (rys. 5.4). Należy przy tym podkreślić, że jak to wykazano w badaniach Laboratorium EPRI, w nowych olejach całkowita zawartość siarki poniżej 1000 ppm stała się właściwie standardem produkcyjnym.



Rys. 5.4. Zawartość siarki w olejach mineralnych produkowanych w latach 1964-2006 [3]

Fizykochemiczne właściwości środowiska pracy izolacji transformatora sprawiają, że występują tam sprzyjające warunki do zapoczątkowania lub przyspieszenia istniejących już reakcji chemicznych. Do czynników stymulujących rozwój procesów chemicznych można zaliczyć przede wszystkim tzw. punkty gorące („hot spot"), wyładowania niezupełne, łuk elektryczny, wilgoć oraz katalizatory metaliczne. Należy przy tym zwrócić uwagę na fakt, że transformatory wyposażone w tzw. płaszcz azotowy lub z konserwatorami membranowymi z reguły stwarzają środowisko, które obniża chemiczną aktywność. Mimo to nawet w takich warunkach wodór generowany podczas termicznego rozkładu oleju w obecności katalizatora miedzianego może przeobrażać stabilne niekorozyjne związki miedzi w związki

korozyjne. Tak więc przekonanie o tym, że nowy olej nie jest korozyjny może okazać się mylne, gdyż potrafi on zmieniać swoje właściwości pod wpływem narażeń termicznych lub chemicznych. Zjawisko to było już wcześniej obserwowane w transformatorach, które uległy awarii, mimo iż olej pozytywnie przeszedł testy na korozyjną siarkę według opracowanej w 1953 roku normy ASTM D1275.

Nieco inny problem dotyczy testów korozyjnych wykonanych według normy ASTM D1275B. W tym przypadku nie ma możliwości stwierdzenia ich wiarygodności w odniesieniu do rzeczywistego zachowania się olejów w eksploatacji z powodu ograniczonego dostępu do danych laboratoryjnych. Ponadto nadal trwają prace dotyczące wpływu przyspieszonego starzenia na wyniki tego testu.

Pewną szansą w tym zakresie są nowoczesne techniki analityczne, których zaawansowanie stwarza możliwość pomiaru zawartości związków siarki w oleju nawet w pracujących transformatorach. Tak więc mogą być wykorzystane do monitorowania procesów ewentualnego przekształcania się związków siarki z obojętnych na reaktywne lub też identyfikacji nowo powstałych korozyjnych związków siarki.

Redukcja organicznych związków siarki może prowadzić do zmniejszenia w oleju mineralnym zawartości naturalnych antyutleniaczy. Analiza chemiczna oleju oraz przeprowadzone oględziny poawaryjne wskazują, że pomimo zmniejszenia się całkowitej zawartości siarki w oleju w ostatnich 3-4 latach wzrosła liczba przypadków uszkodzenia urządzeń.

Głównym efektem reakcji z udziałem związków korozyjnej siarki w oleju jest formowanie się siarczków miedzi na powierzchni miedzianego przewodnika oraz dalsza ich migracja poprzez wiele warstw papieru izolacyjnego. Oba te procesy prowadzą do uszkodzeń elektrycznych, bowiem część powstałych przewodzących cząsteczek lub aglomeratów siarczków miedzi odczepia się od powierzchni miedzi i przenikając do oleju może inicjować wyładowania niezupełne. Natomiast migracja cząstek i późniejsze ich osiadanie na powierzchni oraz w objętości celulozy powoduje postępującą degradację właściwości dielektrycznych układu izolacyjnego, co prowadzić może do zwarć kończących się niekiedy deformacją uzwojeń.

Należy przy tym podkreślić, że w niektórych przypadkach rezultaty badań nad siarką korozyjną służą jako uzasadnienie poglądu, że związki korozyjnej siarki nie formują się w czasie eksploatacji transformatora lecz są pochodną niskiej jakości oleju o zbyt płytkiej rafinacji. Pogląd ten jest podtrzymywany pomimo uzyskanych w trakcie prac serwisowych dowodów na rozszerzoną aktywność korozyjną siarki. Ponadto znany jest co najmniej jeden przypadek, w którym przy wysokiej temperaturze pracy jednostki, klej stosowany do produkcji uzwojeń doprowadził do powstania siarki korozyjnej.

Z kolei większość wytwórców uszczelek zakłada, że siarka eliminowana jest w procesie kondycjonowania. Natomiast przeprowadzone badania metodą skaningowej mikroskopii elektronowej oraz metodą spektroskopii promieni rentgenowskich (SEM/EDX) wielu uszczelek pochodzących od istniejących wytwórców transformatorów wykazały, że niektóre z nich zawierały znaczące ilości siarki. Jednak nadal nie jest jasne czy uwalnia się ona do oleju. Siarka może być również przypadkowo wprowadzona do transformatora, np. poprzez zastosowanie niekompatybilnych węży lub z zanieczyszczonych pojemników transportowych. Kolejnym potencjalnym źródłem siarki jest papier izolacyjny. Mieszanina włókien wytworzona podczas produkcji papieru elektroizolacyjnego zgodnie z procesem Krafta zawiera śladowe ilości związków siarki. Dlatego przeprowadzono badania, które miały na celu określenie całkowitej ilości siarki pozostałej w finalnych wyrobach papierowych.

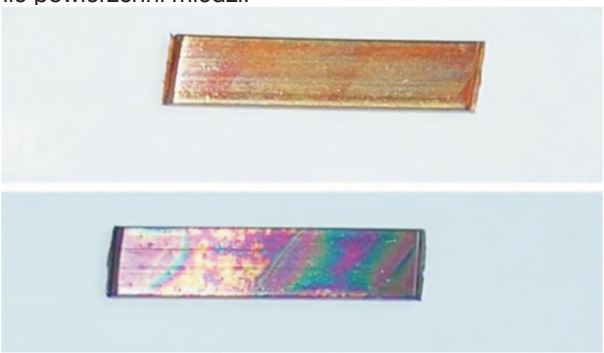
Między innymi przeprowadzono analizę SEM/EDX nowych, otrzymanych od producentów z USA, próbek papieru wyprodukowanych metodą Krafta oraz ich termicznie ulepszonych wersji (TU). Mimo, że analiza ta jest miarodajna tylko dla powierzchni papieru, okazało się, że w tych próbkach zawartość siarki w postaci zarówno organicznych, jak i nieorganicznych związków siarki była na niskim poziomie. Ale inne badania wykazały, że niektóre papiery elektroizolacyjne w wysokiej temperaturze uwalniają lotne związki siarki [3].

5.3. OBECNOŚĆ SIARCZKÓW MIEDZI W IZOLACJI TRANSFORMATOROWEJ

Korozyjna siarka nie tylko reaguje z miedzią, ale również z innymi metalami, które znajdują się wewnątrz transformatora. Stwierdzono przy tym, że dla wszystkich typów oleju powierzchniowa korozja miedzi narasta eksponensjalnie z temperaturą. Wizualnym objawem takiej korozji są przebarwienia na jej powierzchni o różnych odcieniach szarości, zieleni, kolorów niebieskiego oraz fioletowego (rys. 5.5). Jednak najczęściej spotykanym przejawem jest czernienie powierzchni miedzi.

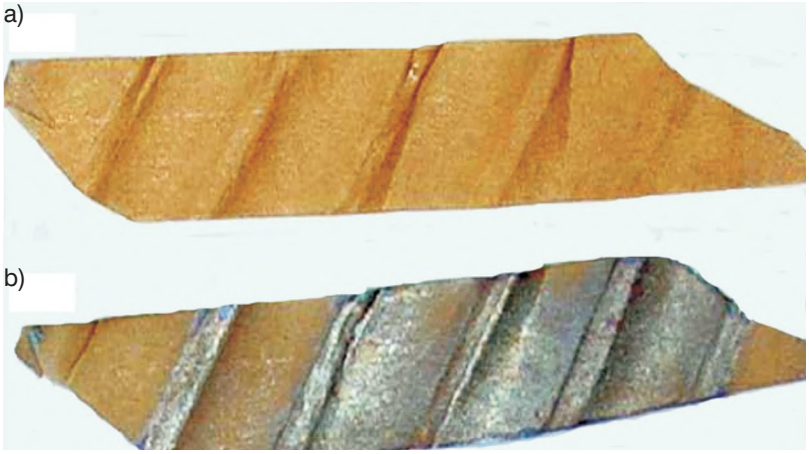
a)

b)



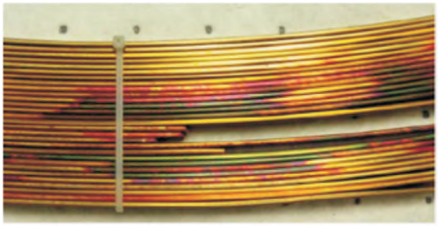
Rys. 5.5. Powierzchnie miedzi po starzeniu w oleju niekorozyjnym (a) oraz korozyjnym (b)

Warto zaznaczyć, że korozyjna siarka bezpośrednio nie oddziałuje chemicznie na izolację papierową, jednakże związki siarki mają tendencję do gromadzenia się na jego powierzchni. Papier zanieczyszczony siarczkiem miedzi przyjmuje barwę srebrno-szarą (rys. 5.6).



Rys. 5.6. Powierzchnie papieru po starzeniu w oleju niekorozyjnym (a) i korozyjnym (b)

W niektórych przypadkach siarczki miedzi pojawiają się na najbardziej wewnętrznych przylegających do przewodu, warstwach papieru izolacyjnego, a następnie migrują do jego wnętrz przez kilka warstw, co może spowodować znaczące obniżenie się wytrzymałości elektrycznej (rys.5.7). Wiele prac jednoznacznie przy tym wskazuje, że zanieczyszczenia siarczkami miedzi są największe w warstwie papieru sąsiadującej z przewodnikiem i gwałtownie zmniejszają się z kolejnymi warstwami.



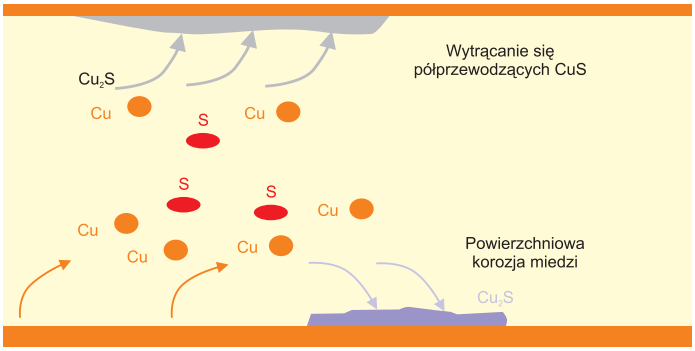
Rys. 5.7. Przykład osadzenia się siarczków miedzi na uzwojeniach transformatora

5.4. MECHANIZM I RYZYKO POWSTAWANIA AWARII

Siarka reagując z miedzią w obecności oleju prawdopodobnie formuje takie organiczne związki jak np. merkaptany, które mogą rozpuszczać się w oleju. Przykłady następnych możliwych reakcji chemicznych z udziałem siarki, miedzi i oleju przedstawiono na rysunku 5.8. W pierwszej z nich tlenki miedzi reagują z merkaptanami tworząc merkaptydy i wodę. Kolejne możliwe procesy chemiczne polegają na:

- reakcji miedzi z merkaptanami: $Cu_2O + 2RSH \rightarrow 2CuSR + H_2O$
- przenoszeniu miedzi w oleju pod postacią rozpuszczalnych merkaptydów CuSR
- rozkładzie merkaptydów miedzi i tworzeniu się siarczku: $2\ CuSR \rightarrow Cu_2S + RSR$
- pojawieniu się osadów na celulozie, które inicjują zwykle efekt autokatalityczny.

Dodatkowo, powstałe w reakcjach merkaptydy transportowane są przez olej i adsorbowane w papierze. Związek ten może później rozłożyć się bezpośrednio na papierze lub na przewodzie miedzianym tworząc siarczki miedziawe (rys. 5.8).

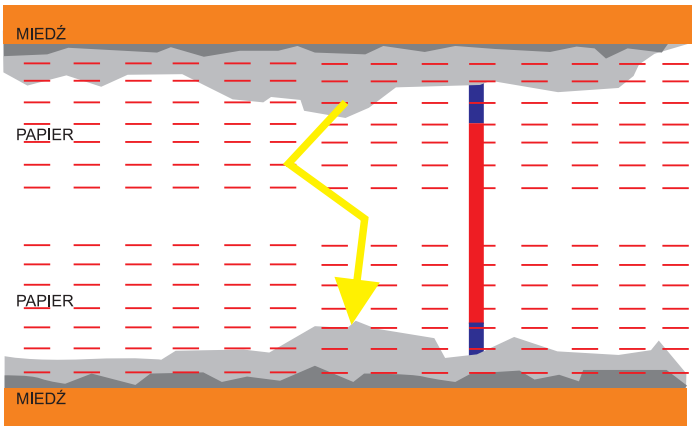


Rys. 5.8. Powstawanie siarczków miedzi oraz formowanie się osadów na papierze i miedzi

Obserwowane rozpuszczanie się i rozkład miedzi jest przekonywującym dowodem na to, że migracja cząstek miedzi następuje poprzez warstwy papieru na zewnątrz, a następnie unoszona jest ona przez olej z dołu ku górze uzwojeń. Proces ten potwierdzają rewizje wewnętrzne transformatorów, podczas których zaobserwowano ogólna tendencję do wzrostu stężenia miedzi w wewnętrznych warstwach izolacji oraz w górnych partiach uzwojenia do góry oraz od do zewnętrznych, co pokrywa się to ze kierunkiem przepływu oleju oraz rozkładem temperatury uzwojeń [3,9].

Wraz ze wzrostem powierzchni i grubości osadów w pewnym momencie dochodzi do oderwania ich fragmentów, które dyfundując w obszary o wysokim natężeniu pola elektrycznego mogą doprowadzić do awarii. Natomiast część osadów rozbudowuje się w papierze obniżając jego wytrzymałość elektryczną do takiego poziomu, przy którym dochodzi do inicjacji wyładowań niezupełnych, co skutkować może awarią np. w przypadku zaistnienia dużych przepięć (rys. 5.9).

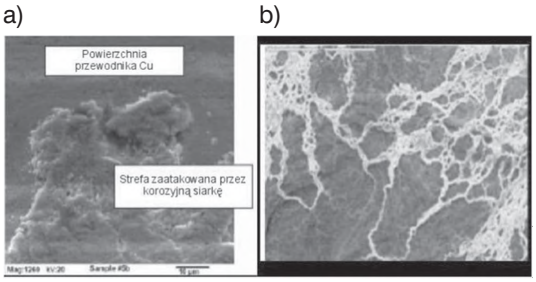
Obecność siarczków miedziawych jako produktu procesu korozyjnego potwierdzona została podczas badań powierzchni miedzi i celulozy przy zastosowaniu metody spektroskopii promieni rentgenowskich (EDX) [3]. Zaobserwowano w nich, że po uformowaniu się osadów w procesach chemicznych zaczyna dominować efekt autokatalityczny, co prowadzi do ciągłej ich rozbudowy (rys. 5.10).



Rys. 5.9. Mechanizm inicjacji wyładowania zupełnego

Należy podkreślić, że ryzyko wystąpienia awarii katastrofalnej zależy nie tylko od ilości siarczków miedziawych, ale także od ich lokalizacji. Niemniej jednak, jak się wydaje, najbardziej prawdopodobne są dwa mechanizmy prowadzące do takiej awarii:

– pierwszy polega na tym, że gdy siarczki miedzi wnikają do objętości papieru to izolacja jest ustawicznie osłabiana i ostatecznie traci dobre właściwości dielektryczne,
– drugi dotyczy nawet relatywnie małych ilości siarczków, które w połączeniu z dużymi lub bardzo częstymi przepięciami mogą powodować ciągły rozwój wyładowań niezupełnych, aż do momentu powstania wyładowania zupełnego.



Rys. 5.10. Obrazy SEM przedstawiające siarczki miedziawe powstałe na miedzi (a) oraz izolacji papierowej (b) [3]

5.5. CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA FORMOWANIE SIĘ SIARCZKÓW MIEDZI

5.5.1. WPŁYW OLEJU NA POWSTAWANIE SIARCZKÓW MIEDZI, STARZENIE ORAZ STABILNOŚĆ UTLENIANIA

W izolacji papierowo-olejowej może wystąpić dodatkowy, niestandardowy mechanizm degradacji papieru, w którym jony miedzi z uzwojeń transformatora dyfundują do wnętrza poprzez gęsto nawijaną izolację papierową. Zwykle papier jest nasycony olejem oraz tle-

nem z rozpuszczonego powietrza. Zespół trzech czynników tj. zasiarczony olej, miedź oraz tlen może zainicjować proces korozji generujący jony miedzi. Badania wykazały, że obecność rozpuszczonego powietrza jest warunkiem koniecznym do korozji. Zaobserwowano również, że różne gatunki i rodzaje oleju mają różną reaktywność w tych samych warunkach otoczenia. Jednak z drugiej strony oleje transformatorowe dostarcza się w oparciu o dobrze kontrolowane specyfikacje uwzględniające przede wszystkim właściwości elektryczne, a w szczególności ich zachowanie w obecności wysokich pól elektrycznych. Natomiast oleje, w zależności od źródła pochodzenia, a czasem od roku wyprodukowania oraz przeznaczenia mogą różnić się pod względem zawartości dodatkowych związków chemicznych, w tym siarki. Przykładowo, inne wymagania są stawiane olejom przeznaczonym dla transformatora pracującego przy dużym obciążeniu i wyższej temperaturze, a inne dla małego transformatora rozdzielczego, stąd też zarówno głębokość rafinacji oraz morfologia tych olejów zwykle nieco się różnią. Wraz ze wzrostem stopnia rafinacji w oleju zmniejsza się zawartość siarki. Poprawiają się także takie parametry jak właściwości korozyjne i elektryczne. Ale konsekwencją wzrostu stopnia rafinacji jest również obniżenie się naturalnej odporności na utlenianie. Dlatego przy produkcji wysokiej jakości oleju nieinhibitowanego ważne jest zachowanie odpowiedniej równowagi pomiędzy różnymi, warunkującymi pracę transformatora właściwościami (rys. 5.3.).

Należy pamiętać, że na stabilność utleniania oleju wpływa zarówno rodzaj ropy, jej naturalna charakterystyka utleniania jak i proces produkcji. Stąd zapewnienie określonej stabilności utleniania oleju dla pewnej klasy urządzeń wymaga, w zależności od gatunku ropy, zróżnicowanej technologii wytwarzania. W przypadku konieczności zastosowania zbyt głębokiej rafinacji w celu zapewnienia np. wysokiej wytrzymałości elektrycznej, oleje nieinhibitowane uzupełniane są odpowiednimi inhibitorami syntetycznymi. Dlatego też nie zaskakuje fakt, że olej o wyższym stopniu rafinacji zawierający inhibitor syntetyczny spełnia na ogół nowe wymagania dotyczące braku interakcji z miedzią. Wybierając ten rodzaj oleju ma się pewność stosowania najnowszych rozwiązań w dziedzinie olejów transformatorowych.

Kondycja techniczna transformatora o długim okresie eksploatacji w dużej mierze jest funkcją zastosowanego oleju. Dlatego, aby utrzymać transformator w dobrym stanie przez wiele lat konieczna jest znajomość właściwości znajdującego się w nim oleju, w tym jego stabilności utleniania.

Należy podkreślić, że stosowanie oleju charakteryzującego się dobrą stabilnością utleniania redukuje potrzebę późniejszego wykonywania dodatkowych czynności eksploatacyjnych. Poprzez spowolnienie starzenia oleju można także spowolnić starzenie celulozy, zwłaszcza w obecności inhibitorów. Innymi słowy dobra stabilność utleniania oznacza dłuższy okres eksploatacji urządzeń.

Zebrane doświadczenia wskazują, że u zalążka formowania się siarczków miedzi leży obecność siarki korozyjnej lub potencjalnie korozyjnej. Dotyczy to olejów, które wykazują korozyjność w próbie ASTM D1275B lub próbie proponowanej przez CIGRE, w której stosuje się owinięty w papier Krafta pasek miedzi. Na obecną chwilę ryzyko formowania się korozyjnych siarczków nie jest ograniczone tylko do jednego typu oleju lub pochodzącego z jednego źródła. Jednak nieinhibitowane, głęboko rafinowane oleje bez pasywatorów metali wydają się być bardziej zagrożone. Istniejące dane statystyczne sugerują przy tym, iż nowe oleje mineralne zawierać mogą zwiększone ilości siarki korozyjnej. Badania przeprowadzone na olejach wyprodukowanych po 2001 roku wskazują, że 15 do 20% z nich nie

przechodzi testu ASTM D 1275-B. W szczególnych przypadkach liczba ta osiągnęła poziom 60%. Dotyczy to zarówno olejów naftenowych, jak i parafinowych oraz pośrednich. Okazuje się, że główne ryzyko awarii nie jest związane z formowaniem się siarczków miedzi bez obecności korozyjnej siarki w oleju lecz dotyczy korozyjnych właściwości oleju. Największe ryzyko awarii występuje wówczas, gdy olej zawiera siarkę korozyjną.

5.5.2. POTENCJALNIE KOROZYJNE ZWIĄZKI SIARKI

Związki siarki w naturalny sposób występują w izolacyjnych olejach pochodzenia mineralnego. Ich ilość i rodzaj zależy od typu stosowanego procesu rafinacji. Zazwyczaj oczekuje się, że w przetworzonym oleju pozostaną tylko niektóre związki organiczne siarki. Wiele z nich jest naturalnymi inhibitorami utleniania i mają pozytywny wpływ na proces starzenia oleju, z kolei inne są korozyjne i szkodliwe dla wewnętrznych elementów transformatora. Wyznaczenie całkowitej zawartość siarki nie jest wystarczającym parametrem, aby stwierdzić potencjalne zagrożenie korozją. Wynika to z faktu, że wiele związków siarki zachowuje się pasywnie i jest pod względem chemicznym mało reaktywne. Nie jest również oczywiste czy proces rafinacji, a w szczególności hydrorafinacja, odgrywa rolę w powstawaniu potencjalnie korozyjnych związków siarki. Wyznaczenie zawartości związków siarki w oleju wymaga zastosowania wysoko zaawansowanych technik analitycznych, do których można zaliczyć spektroskopię plazmy sprzężonej indukcyjnie (ICP), chromatografię gazową wysokiej rozdzielczości wraz z detektorem emisji atomowej (GC-AED) oraz chromatografię gazową-spektrometrię masową. Konieczność stosowania tych wyrafinowanych metod wynika wprost z bardzo małego stężenia związków siarki (rząd kilku – kilkunastu ppm) oraz dodatkowej obecności związków węglowodorowych, które potencjalnie zakłócają klasyczną analizę. Stąd użycie tradycyjnych metody analitycznych jest zupełnie nieadekwatne.

5.5.3. WPŁYW TEMPERATURY

Zaobserwowano, że temperatura przyspiesza formowanie się siarczków miedziawych. Przyjmuje się przy tym, że to oddziaływanie można ująć w postaci chemicznej reakcji I-go rzędu, której kinetykę opisuje ekspotencjalne prawo Arrheniusa. Analiza wykonanych badań pozwala w przybliżeniu określić energię aktywacji tego procesu. Okazuje się, że tempo formacji siarczków podwaja się wraz ze wzrostem temperatury o każde 10°C. Jako przykład można podać, że w warunkach laboratoryjnych zbliżone tempo formowania się oraz ilość powstałych siarczków miedzi na papierze osiągnięto dla 120°C i 14 dni oraz dla 140°C i 4 dni. Podobne tendencje obserwowano również w przypadku testów przeprowadzonych dla różnych czasów i temperatur z użyciem pasków miedzi.

5.5.4. WPŁYW PRZEZNACZENIA, KONSTRUKCJI I WARUNKÓW PRACY

Początkowe obserwacje zjawiska wskazywały, że bardziej zagrożone korozją miedzi są konstrukcje transformatorów z ograniczonym dostępem powietrza, do których można zaliczyć jednostki wyposażone w konserwatory z gumowymi membranami, jednostki hermetyczne lub z atmosferą azotową. Bardziej podatne są także uzwojenia nielakierowane.

Obecnie zanotowano również pewną ilość przypadków awarii, które niespodziewanie dotyczyły mocno obciążonych jednostek z dostępem powietrza. Jest przecież oczywiste, że transformatory otwarte lub dławiki mają większą zawartość tlenu w oleju niż jednostki hermetyczne. Jego obecność zwykle ogranicza powstawanie nienasyconych korozyjnych związków

siarki, ale również w pewnych warunkach może również spowodować przyspieszenie korozji.

Efekt spowalniania korozji polega na tym, że w oleju z dużą zawartością tlenu zachodzą innego rodzaju reakcje utleniania. Natomiast w przypadku stosowania oleju inhibitowanego inhibitor może spowolnić proces korozji. Z kolei przyspieszenie korozji w warunkach wysokotlenowych wynika z faktu, że w praktyce utlenianie związków siarki prowadzi do jej bardziej reaktywnych postaci. W testach laboratoryjnych stwierdzono ponadto, że wysokotlenowa atmosfera sprzyja powstawaniu osadów Cu_2S na papierze.

Stąd wydaje się, że w rzeczywistości wyższy stopień awaryjności jednostek hermetycznych wynika po prostu z większego ich obciążenia lub wręcz przeciążania w stosunku do jednostek otwartych.

Zebrane dane statystyczne wydaja się potwierdzać powyższą obserwację, gdyż zwiększona awaryjność z tytułu korozji siarkowej dotyczy również dławików, dużych transformatorów blokowych oraz wysokonapięciowych przekształtników AC/DC. Wspólną ich cechą jest właśnie duże obciążenie i zazwyczaj dość ciężkie warunki pracy. Decydujące są tu dwa zasadnicze czynniki. Po pierwsze, podczas pracy urządzenia z maksymalnym obciążeniem rośnie jego temperatura, przez co zwiększa się prawdopodobieństwo formowania siarczków. Po drugie, gdy utworzy się już siarczek, każde przepięcie zwiększa ryzyko awarii.

5.5.5. WPŁYW DIBENZYLU-DISIARCZKU (DBDS)

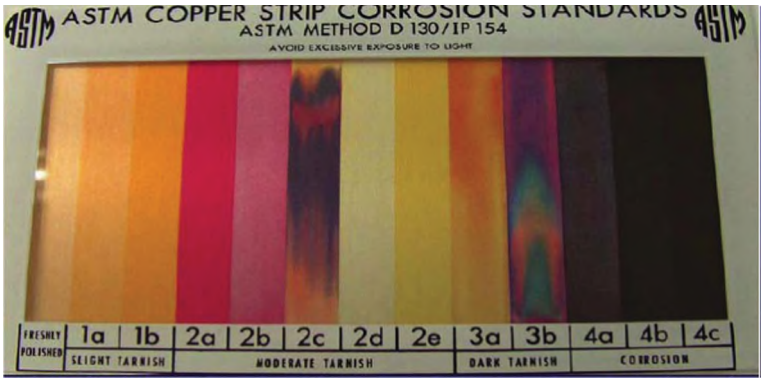
W literaturze przedmiotu znany jest fakt, że obecność DBDS (dibenzyl-disiarczek) wpływa na korozyjność olejów. DBDS jest związkiem syntetycznym dodawanym do rafinowanego oleju jako antyutleniacz lub dodatek stabilizujący utlenianie, w stężeniach do kilkuset ppm. Okazało się jednak, że gdy zawartość DBDS w oleju przekracza 20 ppm zaczyna on wykazywać cechy korozyjne. Mimo, że mechanizm działania DBDS jako promotora korozji jest wciąż badany, to takie jego zachowanie się w stosunku do miedzi potwierdzono szeregiem badań laboratoryjnych. Innymi słowy DBDS zwiększa stabilność utleniania olejów, lecz także powoduje, że wzrasta ich korozyjność w stosunku do siarki i prowadzi do formowania się siarczków miedzi. Wyniki eksperymentalne wykazały, że w wysokiej temperaturze zawierający DBDS olej bez kontaktu z miedzią ma taką samą stabilność utleniania jak w temperaturze niskiej. Jednak w obecności miedzi dochodzi do reakcji między nią a DBDS. M.in. poddany badaniom zgodnie z ASTM D 1275-B niekorozyjny olej bez pasywatorów z celowo wprowadzonymi domieszkami siarki oraz dibenzylu disiarczku (ekwiwalent około 130 ppm) wykazał nadmierną korozyjność i nie spełnił kryteriów normy. Stwierdzono, że w procesie starzenia powstały siarczki miedzi, a kwasowość oleju wzrosła do nieakceptowalnych wartości.

Jeżeli weźmie się pod uwagę powyższe rezultaty oczywista staje się obserwowana zależność pomiędzy wieloma awariami spowodowanych przez osadzające się na papierze siarczki miedzi a obecnością DBDS w oleju. Należy przy tym podkreślić, że względnie duży odsetek dostępnych na rynku mineralnych olejów izolacyjnych jako dodatek antyutleniający zamiast DBDS zawiera DBPC (dibutyl parakrezol lub di-czworo-butyl-para-krezol). W szeregu badaniach wykazano, że co prawda piroliza DBPC nie usuwa siarki atomowej lub merkaptanów, ale jego stosowanie w charakterze antyutleniacza (inhibitora) nie generuje osadów siarczków miedzi.

5.6. METODY BADANIA OBECNOŚCI SIARKI KOROZYJNEJ LUB POTENCJALNIE KOROZYJNEJ

5.6.1. NORMA ASTM D1275 (METODA PASKA MIEDZIANEGO)

Norma ASTM D1275 powstała w 1953 roku i do niedawna była jedyną metodą badawczą stosowaną do wykrywanie korozyjnej siarki. W teście ASTM D 1275 pasek miedziany umieszcza się na 19 godzin w oleju o temperaturze 140°C. Badanie przeprowadza się w szczelnym naczyniu, które w celu usunięcia tlenu z oleju powinno być barbotowane azotem przez 2 minuty. Jako wskaźnik korozyjności olej przyjęto ilość osadów oraz przebarwienie powierzchni miedzi. W tym celu wykorzystuje się wzorcową skalę kolorów z metody ASTM D130/IP 154 (rys. 5.11).



Rys. 5.11. Wzorcowa skala kolorów do testów na siarkę korozyjną wg metody ASTM D 130/IP 154

5.6.2. NORMA DIN 51353 (METODA PASKA SREBRNEGO)

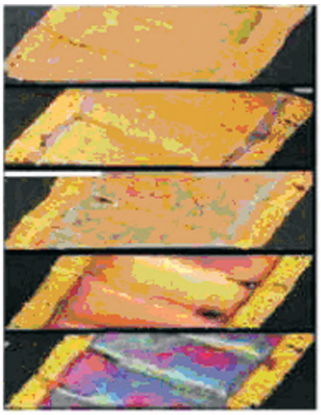
IEC do identyfikacji siarki korozyjnej w oleju zalecało stosowanie normy DIN 51353. W tej metodzie badanie opierało się na umieszczaniu paska srebra na okres 18 godzin w oleju o temperaturze 100°C, a ocenę korozyjności dokonuje się na podstawie ilości osadów oraz porównania z wzorcem stopnia zaciemnienia, zmatowienia oraz przebarwień paska srebra. Należy podkreślić, że istotnym warunkiem osiągnięcia miarodajnych wyników w tym teście jest usunięcie powietrza z oleju, np. poprzez barbotaż azotem. Praktyka ostatnich lat wykazała jednak, że po wprowadzeniu nowych gatunków oleju oraz bardziej oszczędnych konstrukcji transformatorów metoda DIN 51353 nie pozwala już w wystarczająco dokładny sposób wykrywać siarkę korozyjną.

5.6.3. NORMA ASTM D1275-B

W ostatnich latach zaobserwowano, że norma ASTM D1275 jest mało przydatna do identyfikacji olejów korozyjnych w transformatorach, które napełnione są nowymi gatunkami olejów. Spostrzeżenia te potwierdzono podczas laboratoryjnych symulacji formowania się osadów siarczków miedzi zarówno na miedzi jak i papierze izolacyjnym. Okazało się bowiem, że metody DIN 51353 oraz ASTM D1275 nie pozwalały skutecznie zidentyfikować

obecności korozyjnej siarki w oleju, pomimo stwierdzenia obecności osadów siarczków podczas rewizji wewnętrznej transformatorów. Poprawne działanie testu ASTM D1275 miało miejsce tylko w przypadku przedłużenia czasu badania do 72 godzin. Ponadto wystąpiły przypadki, że przy niższej temperaturze testu lub dla krótszego czasu jego trwania olej korozyjny był kwalifikowany jako niekorozyjny. Z tych powodów wprowadzono zmiany do metody ASTM D1275 polegające na podwyższeniu temperatury oraz wydłużeniu okresu testowania. W ten sposób powstała zmodyfikowana jej wersja w postaci normy ASTM D 1275-B, w której temperatura testu wynosi 150°C, a czas próby wydłużono do 48 godzin. Stosuje się w niej pasek miedziany o wymiarach 6 x 25 mm, który zanurzony jest w oleju o objętości 250 ml. Badania przeprowadza się w zamkniętym naczyniu, które w celu usunięcia tlenu z oleju powinno być barbotowane azotem przez 10 minut. Podobnie jak w ASTM D 1275 do oceny korozyjności wykorzystuje się wzorcową skalę kolorów z metody ASTM D130/IP 154 (rys.5.11).

Doświadczenia ze stosowania normy ASTM D 1275-B wykazały jednak, że w porównaniu do poprzedniej jej wersji znacząco zwiększył się odsetek olejów, w których wykrywa się korozyjną siarkę [3]. Natomiast porównawcze badania dowiodły, że choć ASTM D 1275-B dobrze sprawdza się w wykrywaniu korozyjnej siarki w olejach eksploatowanych, jednak nie jest zbyt dokładna w przypadku olejów nowych. W tym ostatnim przypadku lepsze wyniki daje metoda, w której stosuje się pasek miedzi owinięty papierem izolacyjnym Krafta (metoda CCD wg CIGRE A2. 32).



Rys. 5.12. Skala szybkiej oceny korozyjności w metodzie CCD [3,8]

5.6.4. METODA CIGRE A2.32.02 CCD

Omawiane wyżej metody oceniają wpływ korozyjnej siarki tylko na miedź, podczas gdy udokumentowanych jest wiele przypadków wykrycia osadów również w papierze. Dlatego w ostatnich latach wiele uwagi poświęcono znalezieniu nowych, bardziej czułych niż normy ASTM D1275 oraz DIN 51353, metod identyfikacji siarki korozyjnej. M.in. CIGRE powołało grupę roboczą A2.32.02, która wspólnie z ABB zaproponowała nowy sposób oznaczania obecności osadów siarczków miedzi zarówno na miedzi jak i na papierze w postaci metody CCD (Covered Conductor Deposition) [3,8]. Polega ona głównie na obserwacji powstawania siarczanych osadów w warunkach zbliżonych do występujących podczas eksploata-

cji izolacji papierowo-olejowej transformatora. Wykorzystuje się w niej fragment przewodu miedzianego, który owijany jest papierem, a następnie zanurzany w oleju. Badanie przeprowadza się w temperaturze 150°C przy kontrolowanej zawartości tlenu w oleju. Czas trwania testu wynosi 72 godzinach, po czym badany element wyciągany jest z oleju i odtłuszczany. Następnie papier jest odwijany z przewodu i sprawdza się obecność osadów Cu_2S. Wynik podaje się w skali punktowej w zakresie 1÷10 pkt. z wykorzystaniem opracowanego do tego celu wzorca formowania się osadów na papierze (rys. 5.12).

Metoda CCD jest bardzo obiecująca bowiem wykazała wyjątkową selektywność przy identyfikacji olejów korozyjnych. W badaniach laboratoryjnych udało się odtworzyć osady Cu2S na przewodzie oraz papierze nawet w temperaturze 80°C i 100°C. Jednak w temperaturze 100°C początki wytrącania się osadów obserwowano dopiero po 12 tygodniach, co jest zrozumiałe jeżeli uwzględni się prawo Arrheniusa opisujące kinetykę chemicznych reakcji powstawania siarczków. Zwrócono przy tym uwagę, że ilość powstałych osadów w dużej mierze jest również funkcją koncentracji tlenu w oleju, co dobrze odzwierciedla warunki pracy rzeczywistej izolacji transformatora.

5.6.5 NORMA IEC 62535: „TEST METHOD FOR DETECTION OF POTENTIALLY CORROSIVE SULPHUR IN USED AND UNUSED INSULATING OIL" (METODA WYKRYWANIA POTENCJALNIE KOROZYJNEJ SIARKI W OLEJACH UŻYWANYCH I NOWYCH) – W PRZYGOTOWANIU

Zasada badania wg normy IEC 62535 jest następująca: fragment miedzianego przewodu owija się papierem Krafta i zanurza się w oleju. Próbę przeprowadza się w zamkniętej szklanej fiolce (typu headspace) w temperaturze 150°C. Czas trwania testu wynosi 72 godziny. W ocenie podatności oleju na korozję siarkową uwzględnia się przebarwienia przewodu miedzianego oraz obecności osadów siarczków miedzi na powierzchni papieru..

5.6.6. PORÓWNANIE METOD BADANIA KOROZYJNOŚCI OLEJU

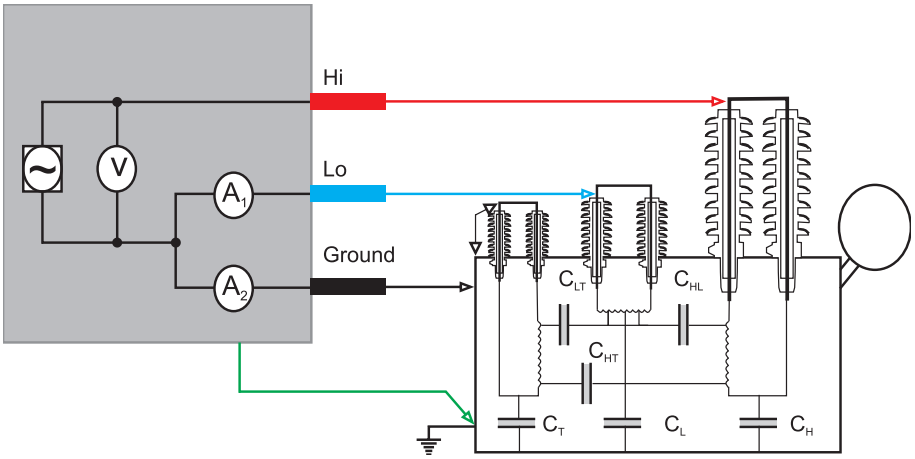
Przeprowadzone w wielu laboratoriach równoległe badania RRT (Round Robin Test) nowych i zestarzonych olejów mineralnych miały na celu porównanie skuteczności identyfikacji siarki korozyjnej i potencjalnie korozyjne z zastosowaniem wyżej omówionych metod. Wybrano przy tym szeroki zestaw olejów różnego pochodzenia, z których pewna część zawierała inhibitory lub pasywatory. Wykonane testy wykazały, że obecność siarczków miedzi musi być weryfikowana szczegółowo zarówno na papierze, jak i na powierzchni miedzianego przewodu. Zauważono między innymi, że podczas badania prowadzonego w obecności tlenu następuje redukcja pasywatorów metali. Inny wniosek dotyczy klasyfikacji oleju. Okazało się, że to czy olej będzie zaklasyfikowany jako korozyjny czy też niekorozyjny w dużej mierze zależy od czasu i temperatury w jakiej przeprowadza się test. Dlatego oleje mogą być klasyfikowane jako korozyjne w jednej metodzie, a jednocześnie jako niekorozyjne w innej. Problem ten szczególnie był widoczny przy porównaniu metod CCD i ASTM D1275-B. Wykonane przez ABB testy porównawcze wykazały, że w zasadzie nie ma między nimi żadnej korelacji. M.in. okazało się, że próbki w których pojawił się osad podczas testu CCD nie były korozyjne wg ASTM. Zaobserwowano również zjawisko odwrotne – próbki korozyjne według normy ASTM nie były korozyjne w próbie CCD.

Głównym wnioskiem płynącym z testów RRT jest obserwacja, że każda z metod dokonuje subiektywnej oceny zjawiska. Nie są to oceny ilościowe, a co ważniejsze nie są one

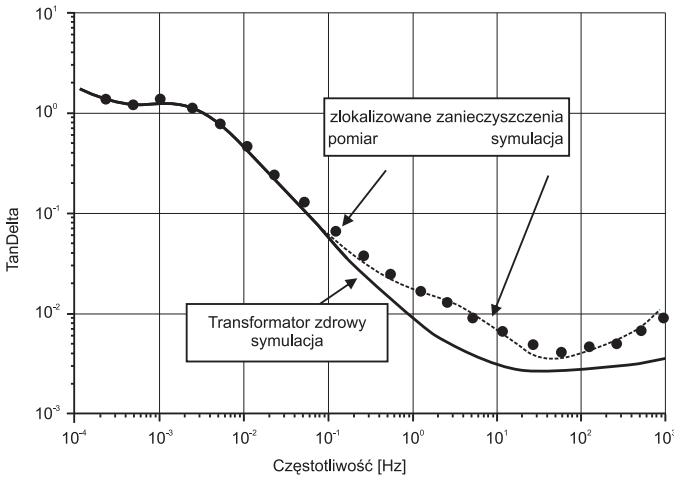
również powiązane z konkretnymi związkami siarki. Ponadto przyjęte do oceny korozyjności wskaźniki opierają się na subiektywnej ocenie stopnia przebarwienia powierzchni metalu lub koloru papieru poprzez porównanie z wzorcem. Tym samym znacznie utrudnione jest podanie dokładnych wartości i kryteriów przy sporządzaniu wytycznych eksploatacyjnych.

5.6.7. DETEKCJA ZANIECZYSZCZEŃ Cu_2S W POMIARACH FDS

Pomiary częstotliwościowych zmian tgδ i pojemności (FDS – Frequency Domain Spectroscopy) są jednym ze sposobów stosowanych przy identyfikacji stopnia zawilgocenia izolacji transformatorowej (rys. 5.13) [7, 9]. W tej diagnostyce wykorzystywane są również inne metody rejestrujące odpowiedź dielektryczną izolacji transformatora (RVM – Return Voltage Measurements, oraz PDC – Polarization/Depolarization Current). Jak powszechnie wiadomo, na rezultaty pomiarów procesów relaksacyjnych w za pomocą wszystkich tych metod istotny wpływ ma polaryzacja granicy faz olej-papier. Mimo, że techniki te są bardzo czułe na zawilgocenie papieru oraz przewodnictwo oleju, mogą jednak również wykryć zanieczyszczenia znajdujące się na powierzchni papieru. Bowiem osadzone tam półprodukty procesów starzeniowych w znaczny sposób wpływają na polaryzację granicy faz. Zanieczyszczenia w postaci siarczków miedzi mogą powodować powstawanie dużego ładunku przestrzennego między osadem a olejem i tym samym zmieniać typowe dla izolacji papierowo-olejowej spektrum polaryzacyjne. Analiza zagadnienia wskazuje przy tym, że obecność Cu_2S powinna dać charakterystyczne spektrum FDS lub RVM (rys. 5.14).



Rys. 5.13. Zasada pomiaru FDS w transformatorach WN



Rys. 5.14. Analiza FDS izolacji bez i z osadami siarkowymi [7]

Jednak interpretacja wyników wymaga dobrej znajomości budowy i właściwości dielektrycznych materiałów izolacyjnych. Jest to technika obiecująca, ale raczej nie ilościowa.

Podany na rysunku 5.14 przykład ilustruje typową różnicę między częstotliwościowymi zmianami tgδ dla izolacji transformatora bez i z osadami. Generowany w obecności przewodzących zanieczyszczeń duży ładunek przestrzenny na granicy faz powoduje powstanie lokalnego ekstremum zależności tgδ = f(f) w zakresie częstotliwości rzędu 10^{-1} do 10^{2} Hz.

Należy jednak podkreślić, że prezentowana wyżej nowa technika identyfikacji osadów pomimo spodziewanej dużej czułości jest we wstępnej fazie rozpoznania i dotychczas nie opracowano jeszcze zasad i podstaw interpretacji, które można byłoby wykorzystać przy ilościowym i jakościowym szacowaniu zanieczyszczeń.

5.6.8. INSPEKCJA WEWNĘTRZNYCH POWIERZCHNI W CELU WYKRYCIA ZANIECZYSZCZEŃ Cu_2S

Wykrycie obecności zanieczyszczeń Cu_2S może być dokonane przy pomocy wewnętrznej inspekcji transformatora. Jednak, jak wskazuje doświadczenie, dopóki cały olej nie jest usunięty z uzwojeń np. poprzez przetworzenie go do fazy lotnej, siarczki miedzi nie są dobrze widoczne. Zapewne z tego powodu przeoczono wiele przypadków ich wystąpienia. Z reguły formują się one lokalnie, a ich obecność widoczna jest tylko na bardzo małych powierzchniach w przypadku niektórych uszkodzonych uzwojeń. Dlatego pobranie kilku losowych próbek może wprowadzić w błąd. Należy podkreślić, że mimo iż inspekcja wewnętrzna może być bardzo czasochłonna i kosztowna, to jednak obecnie jest to najlepsza metoda detekcji problemów związanych z korozyjną siarką w transformatorach.

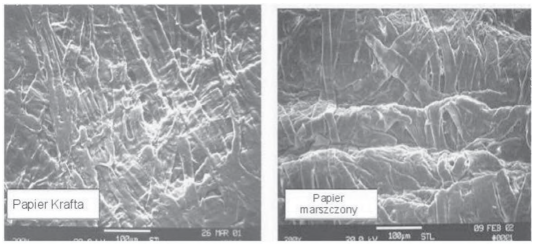
Dowodem na uszkodzenia powodowane korozyjną siarką może być obecność skorodowanych lub matowych powierzchni miedzianych. Odkryta powierzchnia miedzi ma wtedy widoczne ślady przebarwień od szarości do czerni. Nie jest to jednak rozstrzygające, gdyż taki sam efekt może być spowodowany przez inne reakcje chemiczne z udziałem miedzi. Ostateczne potwierdzenie obecności Cu_2S wymaga wykonanie laboratoryjnej ana-

lizy osadów z zastosowaniem takich metod jak EDX, SEM/EDX (skaningowa mikroskopia elektronowa/spektroskopia promieni rentgenowskich).

Zewnętrzna warstwa papieru nawojowego również może wykazywać obecność osadów, jednak bardziej prawdopodobne jest wystąpienie zmatowienia na przewodzie lub na wewnętrznych, przylegających do niego warstwach papieru. Również i w tym przypadku ilość oraz kolor osadu na papierze będzie różny, a potwierdzenie obecności Cu_2S musi być wykonane w laboratorium. Najlepszą metodą analizy jest obejrzenie papieru w dużym powiększeniu stosując SEM i potwierdzając obecność Cu_2S metodą EDX.

Przykładowo, na rysunku 5.15 przedstawiono obraz SEM papieru Krafta oraz papieru marszczonego bez zanieczyszczeń [3]. Zwraca uwagę fakt, że na tych zdjęciach wyraźnie rozróżnialne są pojedyncze włókna celulozy oraz wolne przestrzenie między nimi.

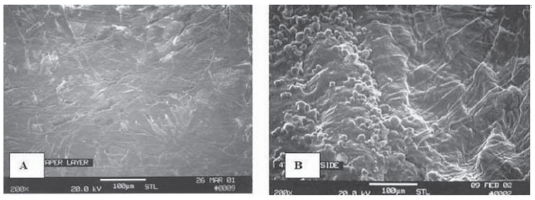
a) b)



Rys. 5.15. Obraz SEM izolacji papierowej bez zanieczyszczeń [3]

Natomiast, gdy papier zanieczyszczony jest produktami korozyjnej siarki przestrzenie te wypełnione są osadami, a widoczne są tylko fragmenty włókien celulozy (rys. 5.16).

a) b)



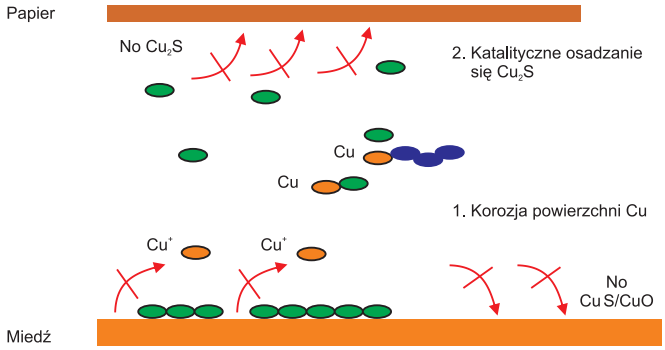
Rys. 5.16. Obraz SEM izolacji papierowej zanieczyszczonej Cu_2S [3]

5.7. PASYWACJA METALI

Pasywatory metali są związkami chemicznymi opartymi na benzotriazolach (BTA) lub tolutriazolach (TTA). Najczęściej stosuje się rozpuszczalny w oleju związek pochodny TTA (oparte na nim są komercyjne produkty firmy Ciba o nazwie Irgamet 39® oraz firmy Nynas o nazwie Nypass). Od wielu lat głównym zastosowaniem pasywatorów było ograniczenie korozji i ochrona elementów metalowych pracujących w środowisku olejowym w układach

smarowniczych. W niewielkich ilościach dodawane były również do olejów izolacyjnych w celu ograniczenia elektryczności statycznej lub poprawienia stabilności utleniania. Pasywatory metali reagują z powierzchnią miedzi tworząc nieaktywną trwałą warstwę, tym samym uniemożliwiając innym molekułom siarkowym reagowanie z miedzią. Warstwa ta zapobiega również rozpuszczaniu się i migracji jonów miedzi oraz tworzeniu się jej makromolekularnych kompleksów w takich miejscach jak np. papier. Zazwyczaj pasywacja przynosi pożądany skutek przy stężeniu pasywatora w oleju wynoszącym tylko ok. 100 ppm. Takie też proporcje zalecane są przez producentów transformatorów do stosowania w tych eksploatowanych jednostkach, w których podejrzewa się występowanie korozyjnej siarki. Uproszczony proces tworzenia się obojętnej chemicznie monowarstwy na powierzchni miedzi przebiega w następującej kolejności (rys. 5.17) [9]:

- dodatek pasywatora miedzi do oleju,
- adhezja pasywatora do powierzchni miedzi,
- blokowanie chemicznych reakcji siarka-miedź,
- interakcja z jonami miedzi znajdującymi się w roztworze olejowym,
- dezaktywacja jonów miedzi w oleju oraz zapobieganie powstawaniu osadów na papierze.



Rys. 5.17. Uproszczony schemat procesu pasywacji metali

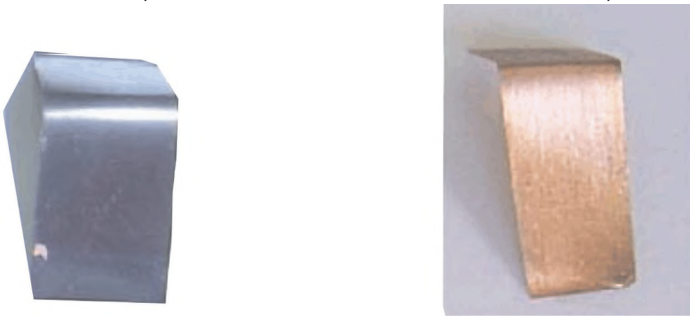
Prace dotyczące wpływu pasywatorów metali na korozję miedzi, izolacyjne właściwości oleju oraz papieru, a także na eksploatacyjne zachowanie się transformatorów podkreślają, że co prawda zastosowanie Irgametu 39® nie obniża wytrzymałości dielektrycznej oleju [3, 9] ale przy jego stężeniu wynoszącym 100 ppm obserwuje się nieco mniejszą stabilność utleniania. W niektórych badaniach laboratoryjnych wykazywano również wyższą tendencję pasywowanego oleju do spontanicznego gazowania, mniejszą stabilność Irgametu 39® w warunkach utleniających, oraz w przypadku niektórych rodzajów olejów brak odpowiedniego współdziałania z pasywatorem. Natomiast testy korozyjne pasywowanych olejów potwierdziły dużą efektywność pasywatorów w powstrzymywaniu formowania się osadów. Przykładowo, jego dodanie do korozyjnego oleju pobranego z dławika spowodowało, że w teście wg ASTM D1275B na powierzchni miedzi nie zaszły reakcje z udziałem siarki korozyjnej (rys. 5.18).

Częstym antyutleniającym dodatkiem do oleju jest dibenzyl-disiarczek (DBDS), który jednak ma pewne cechy korozyjne. Dlatego niezwykle interesujące jest zachowanie się

w obecności pasywatorów (np. TTA) oleju zawierającego DBDS. Badania wykazały, że gdy oba te związki znajdują się w oleju to zachowuje się on jako niekorozyjny. Jednak według [14] dodatek do oleju jako pasywatora Irgametu 39® w stężeniu 100 mg/kg w celu ochrony powierzchni miedzi przed korozyjnym działaniem DBDS jest raczej nieefektywny. Tak więc z uwagi na to, że długofalowe oddziaływanie pasywatorów nie zostało jeszcze całkowicie zbadane należy założyć, że w takich olejach najprawdopodobniej pozostaje pewna możliwość reakcji miedzy miedzią a siarką. Dlatego powinny być one traktowane jako „potencjalnie korozyjne" pomimo obecności pasywatorów.

Należy przy tym podkreślić, że pomimo iż pasywatory miedzi powstrzymują korozję to jednak nie powodują reakcji odwrotnych t.j. nie cofają skutków zaistniałych wcześniej reakcji chemicznych ani też nie usuwają z papieru powstałych zanieczyszczeń siarczków miedzi.

a) b)



Rys. 5.18. Wpływ pasywatorów metali na pasek miedzi w badaniu wg ASTM D1275B [8,12]. Olej bez pasywatora (a), olej z dodatkiem pasywatora (b)

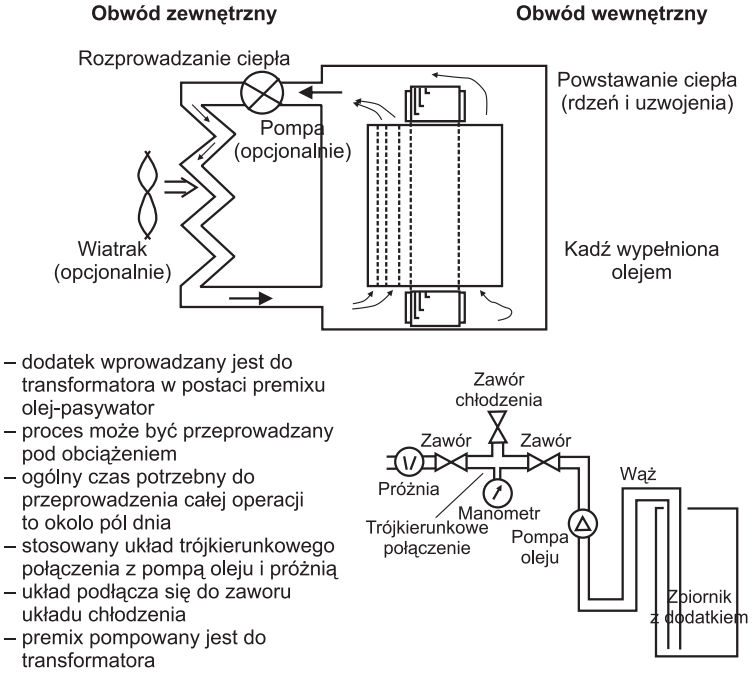
5.7. PRAKTYKA STOSOWANIA PASYWATORÓW ORAZ ZAPOBIEGANIA KOROZJI SIARKOWEJ

Wydaje się, że naturalnym i najprostszym rozwiązaniem prowadzącym do usunięcia korozyjnego oleju jest jego wymiana. Pojawia się jednak potencjalna trudność polegająca na niecałkowitym usunięciu starego, zanieczyszczonego i korozyjnego oleju z układu izolacyjnego. Doświadczenia praktyczne pokazują bowiem, że w procesie wymiany oleju zwykle w kadzi pozostaje niewielka ilość oleju starego. Natomiast w niektórych przypadkach nawet 2-3 procentowa zawartość oleju korozyjnego w niekorozyjnym może spowodować, że taka mieszanina nie spełni wymagań stawianych w testach na korozyjność. Szczególnie stary korozyjny olej, którym nasycony jest papier nawojowy może przez jakiś czas kontynuować reakcje z miedzią. Z drugiej strony należy podkreślić, że występują również przypadki, gdy mieszanina olejów ma właściwości spełniające wymogi z badań na korozyjność. Dlatego w tym przypadku zalecana jest indywidualna analiza każdej decyzji o wymianie oleju mającej na celu uniknięcie problemu korozji siarkowej.

Mimo, że praktyka eksploatacyjna potwierdza na ogół bardzo pozytywny wpływ pasywatorów na ograniczenie korozji siarkowej w izolacji transformatorów to jednak zanotowa-

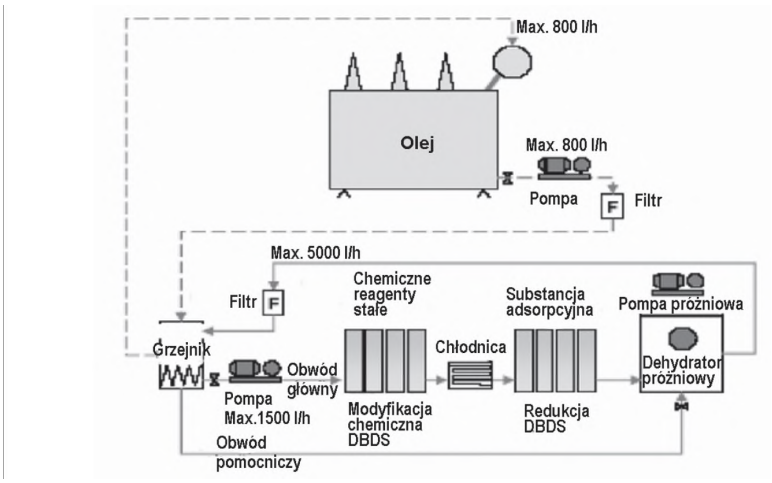
no przypadki, gdy dodatek pasywatora nie miał wpływu na wyniki badań korozyjności oleju wg zmodyfikowanej normy ASTM D 1275-B lub też wpływ ten był znikomy. Pojawiły się również doniesienia o pasywatorach miedzi, które całkowicie zużyły się podczas starzenia w określonych warunkach eksploatacyjnych (wysoka temperatura oraz wysoka zawartość tlenu) i spowodowały wzrost m.in. współczynnika strat dielektrycznych oleju. Ponadto oleje zawierające pasywator mogą wykazywać zwiększoną emisję gazów podczas termicznego starzenia; w tym m.in. wodoru i ditlenku węgla. Dlatego efekt ten powinien być uwzględniany przy interpretacji wyników DGA.

W warunkach eksploatacyjnych pasywator dodaje się do obiegu chłodzącego transformatora w stanie załączonym lub wyłączonym. W przypadku chłodzenia grawitacyjnego pasywator wprowadza się bezpośrednio do kadzi lub konserwatora gdy transformator jest wyłączony spod napięcia (rys. 5.19) [9]. Należy jednak podkreślić, że pomimo iż pasywacja jest operacją względnie prostą, to jednak powinna być przeprowadzana przez doświadczony personel, który został przeszkolony w zakresie stosownej technologii oraz posiada odpowiednie wyposażenie sprzętowe. Bowiem temu zabiegowi towarzyszy wiele niuansów technologicznych związanych ze skomplikowanymi procesami chemicznymi. Jako przykład można podać, że efektywność stosowania powszechnie używanych pasywatorów może być znacznie mniejsza w przypadku gdy występuje korozyjne oddziaływanie DBDS. W rezultacie takich procesów obserwuje niekiedy wysoki stopień zużywania się Irgametu 39® (około 13% miesięcznie), który należy uznać za niedopuszczalny z punktu widzenia długotrwałej ochrony powierzchni przewodów miedzianych.



Rys. 5.19. Zasada dodawania pasywatorów do izolacji transformatora [9]

W ostatnich latach intensywnie rozwijana jest technologia zapobiegania korozji siarkowej polegająca na selektywnym usuwaniu wybranych związków siarki. Jak wiadomo, siarka korozyjna w oleju mineralnym wystąpić może w postaci atomowej lub być częścią składową takich węglowodorów jak tiofeny, di i polisiarczki, tioestry oraz merkaptany, przy czym najczęściej występującymi związkami korozyjnymi są disiarczki, a zwłaszcza (DBDS) [14]. Dlatego zaproponowana w 2005 r. przez Siemensa i obecnie wdrażana przez CIGRE t.zw. metoda podobciążeniowej „selektywnej depolaryzacji" polega na neutralizacji właśnie DBDS. Opiera się ona na chemicznej modyfikacji DBDS i innych związków siarki w kierunki znacznego zwiększenia ich polarności, a następnie ich usuwania w procesie absorpcji (rys.5.20). Należy przy tym podkreslić, że ta technologia, oprócz DBDS, powoduje redukcję innych polarnych związków, w tym również tych, które niekoniecznie muszą zawierać siarkę korozyjną. Jednak, jak to pokazały testy na prototypowym transformatorze, metoda ta skuteczne obniża zawartość DBDS oraz zmniejsza korozyjność oleju. Zaobserwowano przy tym pewną poprawę chemicznych i dielektrycznych właściwości oleju. Miedzy innymi notowano zmniejszenie się liczby kwasowej, wzrost napięcia powierzchniowego oraz wartości tgδ. Ubocznym skutkiem usunięcia z oleju DBDS może być zmniejszenie się jego stabilności utleniania, gdyż związek ten spełnia funkcję inhibitora [14]. Z tego powodu po zakończeniu procesu „selektywnej depolaryzacji" powinna być przeprowadzona, zgodnie z normą IEC 61125, kontrola pozostałej stabilności utleniania. Jeśli olej po oczyszczaniu ma stabilność słabą należy ją poprawić przez dodatek około 0,3% wagowo di-tert-butylpara-krezolu (DBPC), który również powszechnie stosowany jest jako inhibitor.



Rys. 5.20. Schemat systemu do usuwania DBDS metodą depolaryzacji pod obciążeniem

LITERATURA

[1] CIGRE WG A2.31 report "Copper sulphide in transformer insulation", Elektra, 2006
[2] CIGRE WG A2.32 report "Copper sulphide in transformer insulation", Elektra, 2007
[3] "Life Extension Guidelines and Best Practices Technical Content Update – 2006:

Impact of Corrosive Sulfur on Substation Transformers. EPRI, Palo Alto, CA: 2006. 1012353.
[4] IEEE/PES Transformer Committee: “Tutorial on Corrosive Sulfur” available on internet: http://grouper.ieee.org/groups/transformers/info/F05/F05-CorrosiveSulfurPresentation “Life Extension Guidelines and Best Practices Technical Content Update – 2006: Impact of Corrosive Sulfur on Substation Transformers. EPRI, Palo Alto, CA: 2006. 1012353.
[5] V. Tumiatti et al., “Corrosive Sulphur in Mineral Oils: Its Detection and Correlated Transformer Failures”, Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation
[6] R. Maina et al., “Dibenzyl disulfide (DBDS) as corrosive sulfur contaminant in used and unused mineral insulating oils”, Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation
[7] M. Dahlund, “Copper Sulphide in Transformer Insulation – status report September 2007”, CIGRE SC A2 & D1-01 Brugge symposium 2007, Tutorial
[8] C. Bengtsson et al., „Oil Corrosion and Conducting Cu2S Deposition in Power Transformer Windings”, CIGRE 2006 Paris Meeting, Session Paper A2-111
[9] A. Hjortsberg et al., „Oil Corrosion and Conducting Cu2S Deposition, ABB testing, passivation and diagnostics”, ABB presentation at ABINEE, Workshop on Corrosive Sulphur in Oil, June 2-3 2005, Sao Paulo, Brazil,
[10] I. Atanasova-Hoehlein, „Application based Specification for Transformer Fluids – Needs and Challenges”, CIGRE SC A2 & D1-32 Brugge symposium 2007
[11] [13] I. Hoehlein, „ Transformer Materials as a Prerequisite for Transformer Reliability – knowledge, Properties, and Limits”, CIGRE SC D1, D1-204, Paris, 2006
[12] Nynas NAPHTHENICS Magazine 5/2005 “New transformer oil specifications needed to meet current demands”,
[13] S. Krawiec, „Production of Corrosive Sulphur Free Transformer Fluids”, 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI’2008), Vancouver, British Colombia,
[14] V. Tumiatti et al., „In Service Reduction of Corrosive Sulfur Compounds in Insulating Mineral Oils”, 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI’2008), Vancouver, British Colombia, Canada.

6. EKSPERCKI SYSTEM DIAGNOSTYKI TRANSFORMATORÓW Z WYKORZYSTANIEM EMISJI AKUSTYCZNEJ

6.1. WPROWADZENIE

Zminimalizowanie często wysokich nakładów finansowych ponoszonych w wyniku awarii obiektów energetycznych, jak również kosztów związanych z niedostarczoną mocą oraz kar wynikających z niedotrzymania warunków umów, można osiągnąć przede wszystkim poprzez skuteczną i wykonywaną systematycznie diagnostykę urządzeń elektroenergetycznych o strategicznym znaczeniu. Konsekwencją tak prowadzonych działań jest więc dynamiczny rozwój metod diagnostycznych, które pozwalają na zwiększenie niezawodności pracy urządzeń oraz znaczne wydłużenie czasu ich eksploatacji. Obiektami elektroenergetycznymi o dużym znaczeniu dla systemu przesyłowo-dystrybucyjnego są transformatory mocy, których koszt inwestycyjny w stosunku do sumarycznej wartości elementów służących do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej stanowi ok. 20 %. Awaryjne wyłączenie jednostki transformatorowej może spowodować znaczne straty ekonomiczne, które w ekstremalnych warunkach mogą przekroczyć kilkukrotnie wartość nowego urządzenia [1, 18]. Z tego punktu widzenia uzasadnione staje się wprowadzanie do sektora branży energetycznej szerokiego zakresu nowoczesnych badań diagnostycznych, których zakres powinien być skorelowany z technicznym i ekonomicznym znaczeniem mierzonego obiektu elektroenergetycznego

Jedną z podstawowych przyczyn przyspieszonej degradacji układów izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych wysokiego napięcia są wyładowania niezupełne (WNZ), a wskaźnikiem pozwalającym na określenie „czasu życia" transformatora elektroenergetycznego jest detekcja i ocena intensywności ich występowania. Aktualnie ocenę stopnia narażenia izolacji papierowo-olejowej jednostek transformatorowych pod względem występowania WNZ umożliwiają trzy metody diagnostyczne: elektryczna, chromatografii gazowej i emisji akustycznej (EA). Wykonuje się również pomiary o charakterze szacunkowym, wielkości powstającego ciepła, emitowanego światła – spektrofotometria i zmian ciśnienia w obszarze generacji WNZ [20]. Niemniej jednak nowoczesne techniki monitoringu w coraz szerszym zakresie wykorzystują do oceny WNZ metodę EA, która w znacznym stopniu łączy w sobie cechy metody chromatografii gazowej oraz metody elektrycznej. Podjęcie prac naukowo-badawczych związanych z praktycznym zastosowaniem EA emitowanej przez

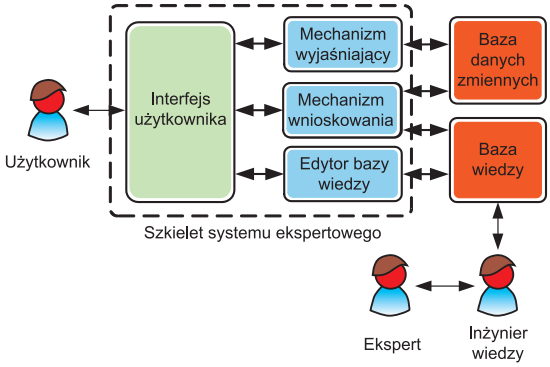
wyładowania elektryczne do oceny stanu badanej izolacji wynikało z trudności metrologicznych występujących podczas pomiarów diagnostycznych wykonywanych w warunkach przemysłowych przy wykorzystaniu metody elektrycznej. W warunkach normalnej pracy urządzeń elektroenergetycznych pomiar WNZ metodami elektrycznymi, ze względu na wysoki poziom zakłóceń elektromagnetycznych, jest znacznie utrudniony, a w wielu przypadkach nie jest w ogóle możliwy. Natomiast istotnym problemem w metodzie chromatografii gazowej jest możliwość zafałszowania wyników pomiarowych wynikająca z niewłaściwego sposobu pobierania, a także transportu próbek oleju izolacyjnego. Z kolei informacje o występowaniu, intensywności i lokalizacji WNZ w układach izolacyjnych mają podstawowe znaczenie dla poprawnej oceny stanu izolacji urządzeń, a w konsekwencji decydują o właściwej prognozie dotyczącej ich dalszej bezawaryjnej pracy. Określenie przewidywanego czasu dalszej eksploatacji diagnozowanych urządzeń ma, oprócz waloru poznawczego oraz aspektu naukowego, bezpośrednie przełożenie na konkretny i znaczący wymiar finansowy dla elektrowni i spółek dystrybucyjnych [4-6].

Zastosowanie metody EA umożliwia detekcję czyli stwierdzenie występowania WNZ w izolacji transformatorów elektroenergetycznych, na podstawie pomiarów diagnostycznych wykonywanych on-line, bez konieczności odłączania badanych jednostek. Ponadto na podstawie uzyskiwanych wyników istnieje możliwość lokalizacji obszarów generacji WNZ w wysokonapięciowej izolacji papierowo-olejowej. W tym celu stosuje się metodę osłuchową czyli największej głośności lub triangulacyjną [20].

Istotnym problem jest pomiar intensywności i ocena wielkości zmierzonych metodą EA WNZ. Jest to spowodowane występowaniem na drodze propagacji sygnałów EA generowanej przez WNZ wielu warstw izolacyjnych, najczęściej o różnych współczynnikach tłumienia i odbicia, które należy brać pod uwagę przy wyznaczeniu zastępczej prędkości rozchodzenia się fal akustycznych. Ponadto zakres wykorzystania metody EA może być ograniczony m. in. następującymi czynnikami: wysokim poziomem zakłóceń akustycznych, złożoną geometrią mierzonych obiektów, która uniemożliwia zamocowanie do ich powierzchni przetworników pomiarowych, a także stosowaniem dielektryków lub układów izolacyjnych o niskim współczynniku sprężystości i złożonej budowie geometrycznej. Jednocześnie należy podkreślić, że metoda EA nie zastępuje metod diagnostycznych stosowanych do tej pory, a jedynie podając nowe wskaźniki charakteryzujące mierzoną izolację może stanowić ich ważne uzupełnienie. W ten sposób metoda akustyczna wypełnia lukę, jaka istniała w metrologii pomiarów WNZ generowanych w układach izolacyjnych transformatorów dużych mocy [4-6].

6.1.1. MODEL SYSTEMU EKSPERCKIEGO

Systemy diagnostyczne to obecnie jedno z najbardziej popularnych zastosowań skomputeryzowanych systemów eksperckich (ekspertowych). System ekspercki (SE) to program lub zestaw programów komputerowych, wspomagający korzystanie ze zbiorów zgromadzonej wiedzy, ułatwiający podejmowanie decyzji oraz wykonywanie zadań o podłożu intelektualnym. Oznacza to, że system tego typu powinien pozwolić na wykonywanie powierzonych mu zadań tak dobrze, jak człowiek będący ekspertem w danej dziedzinie. Podstawowa idea SE polega na przeniesieniu wiedzy ludzkiego eksperta do programu komputerowego, wyposażonego w bazę wiedzy, konkretne reguły postępowania oraz interfejs pozwalający na komunikację z użytkownikiem [17, 19]. Poglądowy schemat blokowy SE przedstawiono na rysunku 6.1.



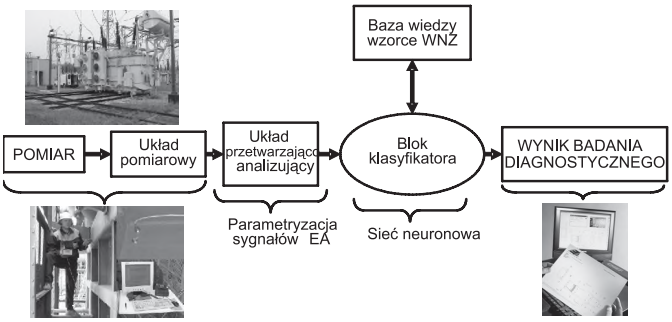
Rys. 6.1. Schemat blokowy systemu eksperckiego [14]

Najważniejszym elementem SE jest tzw. mechanizm wnioskowania. Jego zadaniem jest wyciąganie wniosków z przesłanek oraz pytań wprowadzanych przez użytkownika i generowanie odpowiedzi będących rozwiązaniem zadanego problemu. Drugim pod względem znaczenia składnikiem systemu jest baza wiedzy. To w niej zawarta jest wyekstrahowana od ludzkich ekspertów wiedza dotycząca danej dziedziny i na tej podstawie podejmowana jest decyzja. Dzięki wbudowanemu edytorowi bazy wiedzy możliwa jest modyfikacja wiedzy zawartej w systemie, natomiast poprzez moduł wyjaśniający diagnostyk ma możliwość uzyskania informacji dlaczego system udzielił określonej odpowiedzi lub dlaczego zadał użytkownikowi określonse zapytanie. Ostatnim elementem SE jest baza danych zmiennych, w której przechowywane są wnioski uzyskane przez system podczas jego działania. Baza ta umożliwia odtworzenie sposobu wnioskowania systemu i przedstawienie go użytkownikowi za pomocą mechanizmu wyjaśniającego. Najważniejszą zaletą SE jest to, że cała zgromadzona w systemie wiedza może być wykorzystywana wielokrotnie przez wielu użytkowników i stanowi model ekspertyzy, normalnie posiadanej tylko przez wysokiej klasy specjalistów danej dziedziny [14, 17, 19].

6.2. CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU EKSPERCKIEGO POMIARU WNZ PRZY ZASTOSOWANIU METODY EA

Prowadzone obecnie w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Opolskiej prace naukowo-badawcze zmierzają do wdrożenia w pomiarach diagnostycznych komputerowego systemu eksperckiego, który w oparciu o wyniki uzyskiwane metodą EA umożliwiałby ocenę stanu technicznego izolacji papierowo-olejowej, podczas normalnej pracy badanego transformatora elektroenergetycznego. Zaimplementowanie takiego systemu stworzyłoby możliwość wdrożenia opracowywanej metody dla potrzeb ok. 250-ciu transformatorów dużej mocy pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym. Niemniej jednak proces budowy skutecznie działającego systemu ekspertowego to kilkuletnie, a czasami kilkudziesięcioletnie przedsięwzięcie inżyniersko-naukowo-badawcze. Zgromadzone w Instytucie Elektroenergetyki wyniki prac nad doskonaleniem akustycznej metody pomiaru

WNZ stwarzają jednak teoretyczną i praktyczną możliwość utworzenia takiego systemu diagnostycznego opartego na metodzie EA. Schemat blokowy opracowanego prototypowego rozwiązania został przedstawiony na rysunku 6.2. Wykonany system ekspercki składa się z czterech podstawowych modułów tj.: układu pomiarowego, układu przetwarzająco-analizującego, bazy wiedzy i klasyfikatora, które kolejno scharakteryzowano w dalszej części publikacji.

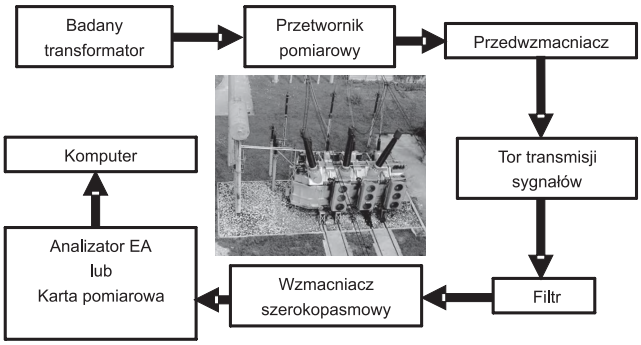


Rys. 6.2. Schemat blokowy systemu eksperckiego oceny stanu układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych z wykorzystaniem metody emisji akustycznej [7]

Działanie systemu opiera się na analizie wyników otrzymywanych bezpośrednio na obiekcie diagnozowanym. Sygnały EA rejestrowane za pomocą układu pomiarowego poddawane są analizie i obróbce cyfrowej w celu wyznaczenia deskryptorów je charakteryzujących. Obliczone parametry przekazywane są następnie do SE, gdzie na podstawie utworzonej bazy danych, zawierającej „odciski palców" podstawowych form WNZ, dokonywany jest proces identyfikacji oraz klasyfikacji rejestrowanych sygnałów i w konsekwencji ocena stopnia zestarzenia badanej izolacji papierowo-olejowej.

6.2.1. UKŁAD DO REJESTRACJI SYGNAŁÓW EA OD WNZ

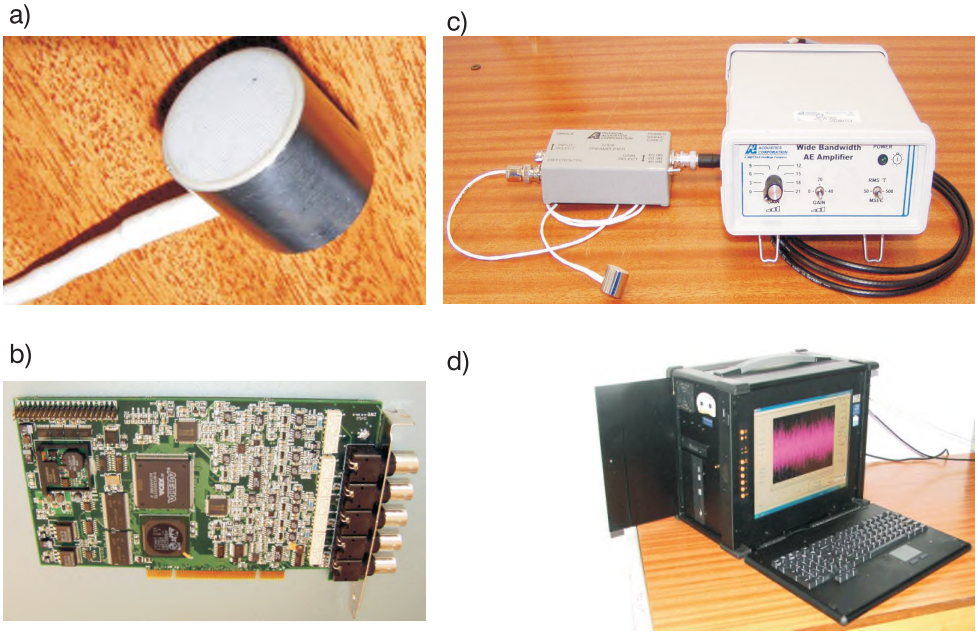
Schemat blokowy układu do rejestracji sygnałów EA generowanej przez WNZ, jaki może być stosowany zarówno podczas badań prowadzonych w warunkach laboratoryjnych, jak również do pomiarów diagnostycznych wykonywanych podczas normalnej eksploatacji transformatora elektroenergetycznego zilustrowano na rysunku 6.3.



Rys. 6.3. Schemat blokowy układu do rejestracji sygnałów EA od WNZ [7]

W pomiarach sygnałów EA od WNZ wykorzystuje się przetworniki piezoelektryczne szerokopasmowe stykowe, które za pomocą specjalnych uchwytów magnetycznych mocuje się do kadzi badanego transformatora. Na wyjściu przetworników uzyskuje się sygnał napięciowy o wartości proporcjonalnej do rejestrowanych impulsów EA, który po wzmocnieniu i odfiltrowaniu mierzony jest przez umieszczoną w komputerze kartę pomiarową lub analizator EA.

W warunkach badań modelowych oraz na rzeczywistych obiektach energetyki zawodowej generowane przez występujące w układzie izolacyjnym WNZ sygnały EA są odbierane przez przytwierdzony do kadzi przetwornik pomiarowy typu WD AH 17, firmy Physical Acoustics Corporation (PAC). Zastosowany przetwornik charakteryzuje się wysoką czułością: (55 dB ± 1,5 dB w odniesieniu do V/ms-1) oraz szerokim pasmem przenoszenia: od 100 kHz do 1 MHz w zakresie ± 10 dB, przy czym całkowite jego pasmo częstotliwościowe mieści się w przedziale (0 ÷ 1) MHz. Dodatkowo WD AH 17 wyposażony jest w różnicowy układ pomiaru EA, co pozwala na wstępną eliminację sygnałów zakłócających mogących pojawić się pod wpływem pola elektromagnetycznego oddziałującego na przetwornik oraz przewód pomiarowy. Przetwornik poprzez przedwzmacniacz firmy PAC typu 2/4/6 Preamplifiers o zgrubnej regulacji wzmocnienia (20, 40, 60 dB) podłączony jest do układu kondycjonującego typu AE2A, który posiada możliwość skokowej zmiany wzmocnienia w zakresie 0 ÷ 61 dB, z minimalnym progiem 3 dB. W celu odseparowania się od sygnałów zakłócających, które mogą nakładać się na dolne oraz górne pasmo częstotliwościowe sygnałów pomiarowych stosuje się aktywny filtr górnoprzepustowy ósmego rzędu o częstotliwości odcięcia 16 kHz oraz filtr dolnoprzepustowy o częstotliwości odcięcia 700 kHz. Ponadto poprzez zastosowanie częstotliwości odcięcia 700 kHz eliminuje się występowanie zjawiska aliasingu. Przebiegi czasowe sygnałów EA generowanej przez WNZ są rejestrowane za pomocą karty pomiarowej firmy Acquitek CH 3160, w którą wyposażony jest przemysłowy komputer pomiarowy typu Atlas ATXB-150. Maksymalna częstotliwość próbkowania karty wynosi 40 MHz, przy rozdzielczości 12 bitów. Podczas wykonywania pomiarów najczęściej rejestruje się 51200 próbek oraz stosuje się częstotliwość próbkowania 2,56 MHz, co pozwala na rejestrację sygnałów akustycznych występujących w pełnym okresie napięcia zasilającego [11, 22]. Widok aparatury pomiarowej wykorzystywanej przez pracowników Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Opolskiej podczas badań modelowych oraz na rzeczywistych obiektach energetycznych przedstawiono na rysunku 6.4.



Rys. 6.4. Elementy toru pomiarowego do pomiarów sygnałów EA generowanej przez WNZ:
a) przetwornik pomiarowy WD AH 17
b) przedwzmacniacz typu 2/4/6 oraz wzmacniacz AE2A
c) czterokanałowa karta pomiarowa CH 3160
d) komputer pomiarowy Atlas ATXB-150

Na rysunku 6.5 przedstawiono widok układu pomiarowego zastosowanego podczas pomiarów diagnostycznych wykonywanych bezpośrednio na pracującym transformatorze elektroenergetycznym.

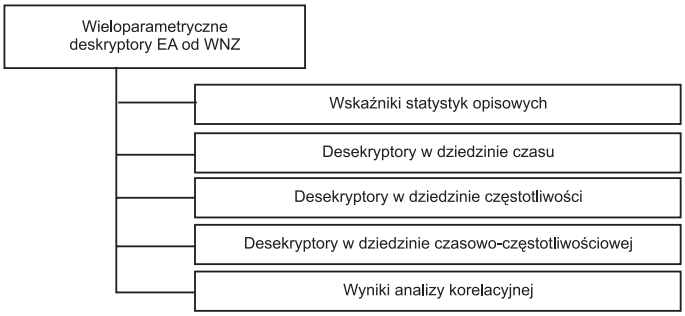
Rys. 6.5. Pomiary WNZ przy zastosowaniu metody EA podczas normalnej pracy transformatora elektroenergetycznego [7]

6.2.2. BAZA WIEDZY Z WZORCAMI WNZ

Na podstawie wykonanych prac naukowo-badawczych, których wyniki były szeroko publikowane m. in. w pracach [2-10, 12-16, 20-21] opracowano dla podstawowych form

WNZ mierzonych metodą EA bazę wiedzy złożoną z wzorców porównawczych tzw. „odcisków palców” (ang. *fingerprints*). Utworzona baza zawiera skatalogowane wieloparametryczne grupy deskryptorów charakteryzujące sygnały EA (rysunek 6.6), które przy ściśle określonych warunkach metrologicznych umożliwią rozpoznawanie następujących form WNZ:

- wyładowania w układzie ostrze-ostrze w oleju, które można powiązać z WNZ powstałymi na skutek uszkodzenia izolacji dwóch sąsiadujących zwojów uzwojenia transformatora;
- wyładowania w układzie ostrze–ostrze w oleju z pęcherzykami gazowymi, które mogą odzwierciedlać WNZ w oleju zagazowanym i spowodowane są uszkodzeniem izolacji dwóch sąsiadujących uzwojeń transformatora;
- wyładowania w układzie ostrze–płyta w oleju, które mogą modelować WNZ występujące między uszkodzoną częścią izolacji uzwojenia transformatora a uziemionymi częściami płaskimi (elementy kadzi);
- wyładowania w układzie powierzchniowym dwóch elektrod płaskich między którymi znajduje się izolacja papierowo–olejowa, jest to najczęstsza forma WNZ występująca w tzw. punkcie potrójnym, w którym powierzchnia elektrody styka się z dielektrykiem stałym i ciekłym;
- wyładowania w układzie powierzchniowym jednej elektrody płaskiej, drugiej wieloostrzowej, między którymi znajduje się izolacja papierowo–olejowa w układzie tym występuje inny rozkład natężenia pola elektrycznego w porównaniu z wyładowaniami w układzie powierzchniowym z dwoma elektrodami płaskimi;
- wyładowania w układzie wieloostrze–płyta w oleju, które mogą modelować WNZ występujące między wielopunktowym uszkodzeniem izolacji uzwojenia transformatora a uziemionymi częściami płaskimi (elementy kadzi);
- wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju z pęcherzykami gazowymi, które mogą być powiązane z WNZ występującymi między wielopunktowym uszkodzeniem izolacji uzwojenia transformatora a uziemionymi częściami płaskimi (elementy kadzi), w zagazowanym oleju;
- wyładowania na cząstkach o nieokreślonym potencjale przemieszczających się w oleju, które mogą modelować WNZ występujące w oleju zawierającym cząsteczki włókien celulozowych powstałych w procesie stopniowej degradacji izolacji papierowo-olejowej spowodowanej procesami starzeniowymi [7, 12-13]. \

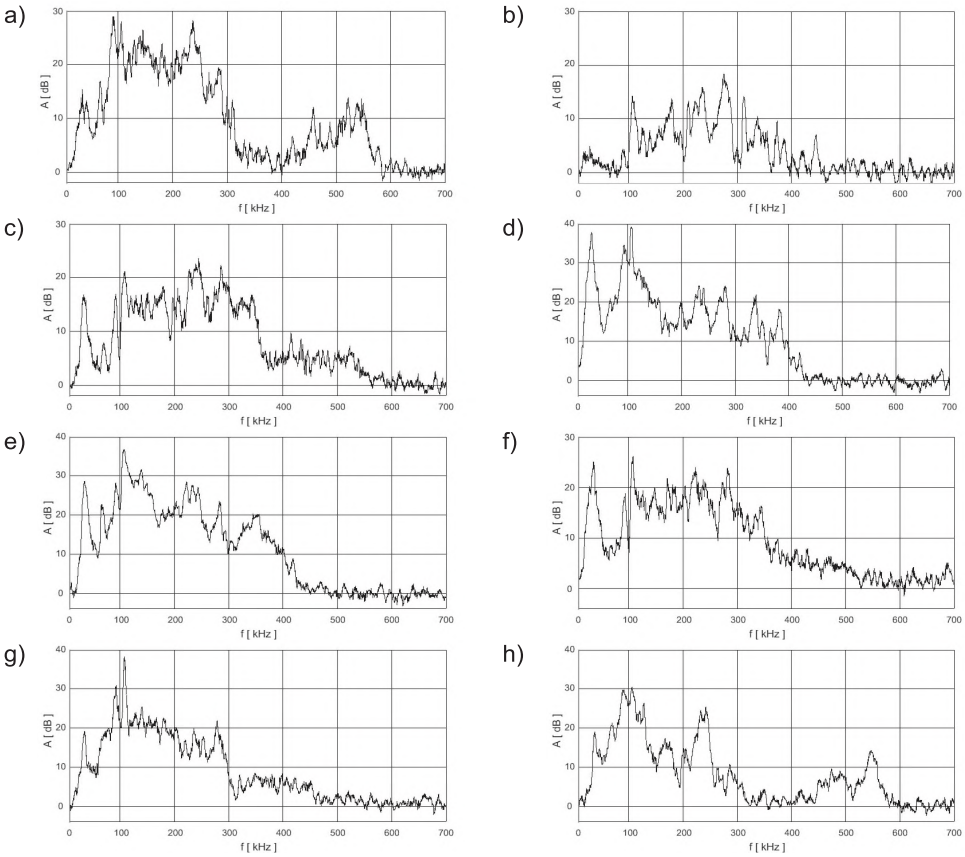


Rys. 6.6. Klasyfikacja wieloparametrycznych deskryptorów EA od WNZ [7]

Z grupy ponad 100 parametrów, które mogą być wykorzystywane do opisu sygnałów EA, wyselekcjonowano następujące deskryptory, które stanowią „odciski palców” dla wymienionych wyżej podstawowych form WNZ:

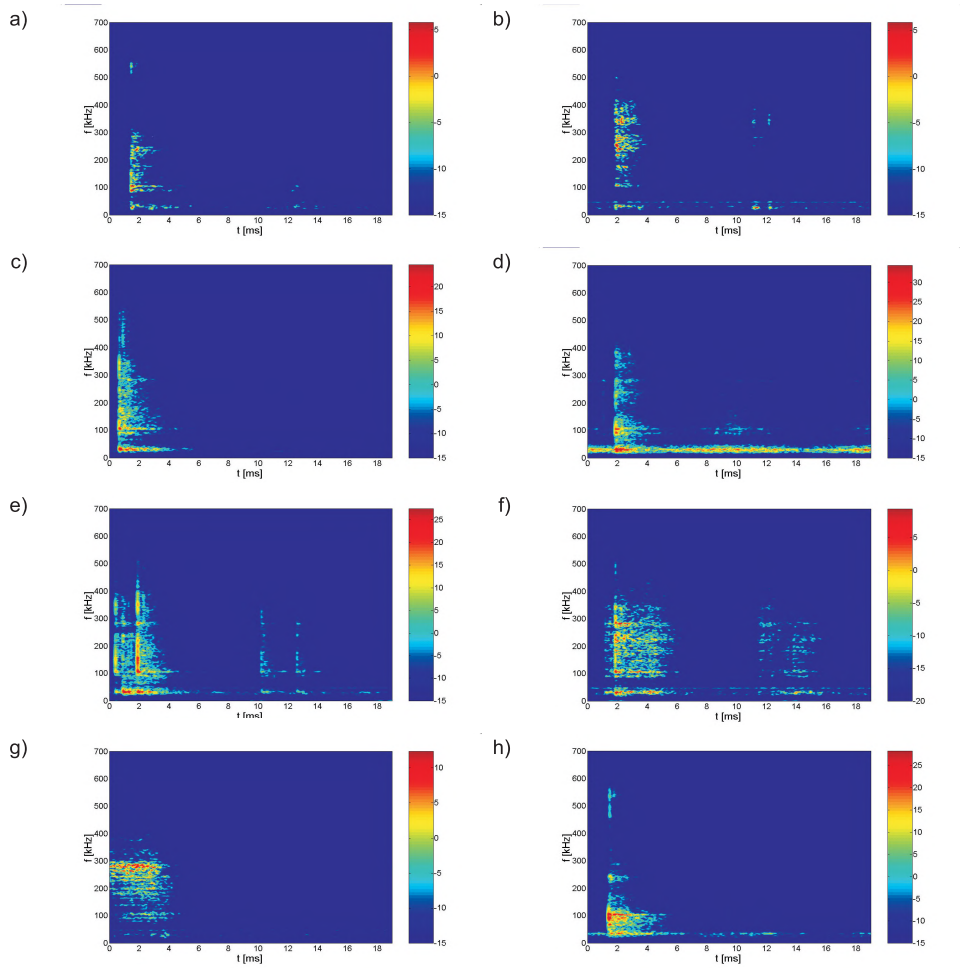
- widmo amplitudowe i widmową gęstość mocy wyznaczane przy zastosowaniu szybkiej transformaty Fouriera (ang. FFT);
- dwu- i trójwymiarowe spektrogramy widma amplitudowego i gęstości mocy obliczone przy zastosowaniu krótko-czasowej transformaty Fouriera (ang. STFT);
- skalogramy wyznaczone przy zastosowaniu ciągłej transformaty falkowej (ang. CWT),
- przebiegi dekompozycji falkowej uzyskane przy zastosowaniu dyskretnej transformaty falkowej (ang. DWT);
- wartości deskryptorów obliczone w dziedzinie czasu, a w szczególności: suma EA (EA), tempo EA (EA/ t), suma zdarzeń akustycznych (N), tempo zdarzeń akustycznych (N/t) oraz pierwiastek ze średniej kwadratów chwilowej wartości sygnału elektrycznego przetworzonego przez przetwornik pomiarowy z sygnału akustycznego (ARMS), maksymalna amplituda (wierzchołek), średnia amplituda, powierzchnia nad wartością średnią, okres półtrwania;
- podstawowe parametry impulsów EA związane z przenoszoną energią, a w szczególności: wartość maksymalna i średnia RMS, suma RMS, wskaźnik wierzchołka 1, stosunek 2, 1/3, 1, wskaźnik wierzchołka 2, stosunek 3, 1/3, 2, energia pojedynczego impulsu lub zdarzenia;
- wartości deskryptorów wyznaczone w dziedzinie częstotliwości i czasowo-częstotliwościowej tj. zakresy pasm dominujących częstotliwości wyznaczone dla przyjętego progu dyskryminacji, częstotliwość maksymalnej intensywności w widmie, częstotliwość środkowa (medianowa), maksymalna intensywność lub wierzchołek o wybranych pasmach częstotliwości, średnia częstotliwość w widmie amplitud, szerokość pasma częstotliwości sygnałów przekraczających wybrany poziom, energia w wybranych pasmach częstotliwości, wartość maksymalna, wartość średnia, wartość skuteczna, współczynnik szczytu, współczynnik kształtu;
- wyniki analizy korelacyjnej, a w szczególności przebiegi funkcji autokowariancji, kowariancji wzajemnej i koherencji;
- wskaźniki statystyk opisowych, będącymi miarami położenia tj. średnia arytmetyczna, średnia harmoniczna, moda, częstość mody, względna częstość mody, kwartyl pierwszy, mediana, kwartyl trzeci, średnia ucinana, średnia winsorowska, typ asymetrii rozkładu
- wskaźniki statystyk opisowych, będącymi miarami rozproszenia tj. wariancja, odchylenie przeciętne, odchylenie standardowe, odchylenie ćwiartkowe, rozstęp międzykwartylowy, rozstęp, wartość maksymalna, wartość minimalna, względny współczynnik zmienności, typowy obszar zmienności, klasyczny typowy obszar zmienności
- wskaźniki statystyk opisowych, będącymi miarami asymetrii tj. współczynnik skośności, standaryzowany współczynnik skośności, wskaźnik asymetrii, asymetria rozkładu
- wskaźniki statystyk opisowych, będącymi miarami koncentracji tj. współczynnik kurtozy, standaryzowany współczynnik kurtozy, błąd standardowy kurtozy, charakter koncentracji;
- przebiegi wykresów pudełkowych, rozrzutu i symetryczności;
- przebiegi histogramów, odpowiadające im krzywe gęstości, skumulowane histogramy i skumulowane krzywe gęstości [7, 14, 16].

Na rysunku 6.7 przedstawiono widma amplitudowe sygnałów EA, wyznaczone przy zastosowaniu szybkiej transformaty Fouriera dla ośmiu podstawowych form WNZ, które mogą występować w układzie izolacyjnym transformatorów elektroenergetycznych. Widma te stanowią jednocześnie jeden ze wskaźników stworzonej bazy wiedzy systemu ekspertowego umożliwiającego identyfikację i klasyfikację defektów izolacji papierowo-olejowej.



Rys. 6.7. Widma amplitudowe sygnałów EA wyznaczone dla ośmiu podstawowych form WNZ:
a) wyładowania w układzie ostrze–ostrze w oleju,
b) wyładowania w układzie ostrze-ostrze w oleju z pęcherzykami gazowymi,
c) wyładowania w układzie ostrze-płyta w oleju,
d) wyładowania w układzie powierzchniowym dwóch elektrod płaskich między którymi znajduje się izolacja papierowo-olejowa,
e) wyładowania w układzie powierzchniowym jednej elektrody płaskiej, drugiej wieloostrzowej, między którymi znajduje się izolacja papierowo-olejowa,
f) wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju,
g) wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju z pęcherzykami gazowymi,
h) wyładowania na cząstkach o nieokreślonym potencjale przemieszczających się w oleju [13]

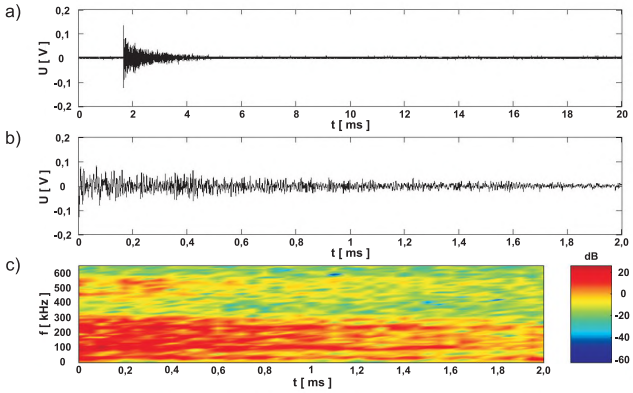
Na rysunku 6.8 przedstawiono spektrogramy widmowej gęstości mocy sygnałów EA, wyznaczone przy zastosowaniu krótko-czasowej transformaty Fouriera (ang. STFT) dla ośmiu podstawowych form WNZ, które mogą występować w układzie izolacyjnym transformatorów elektroenergetycznych. Spektrogramy te, podobnie jak przedstawione na rysunku 6.7 widma amplitudowe, stanowią kolejny ze wskaźników stworzonej bazy wiedzy SE umożliwiającego identyfikację i klasyfikację defektów izolacji papierowo-olejowej.



Rys. 6.8. Dwuwymiarowej spektrogramy widmowej gęstości mocy sygnałów EA wyznaczone dla ośmiu podstawowych form WNZ: a) wyładowania w układzie ostrze–ostrze w oleju, b) wyładowania w układzie ostrze-ostrze w oleju z pęcherzykami gazowymi, c) wyładowania w układzie ostrze-płyta w oleju, d) wyładowania w układzie powierzchniowym dwóch elektrod płaskich między którymi znajduje się izolacja papierowo-olejowa, e) wyładowania w układzie powierzchniowym jednej elektrody płaskiej, drugiej wieloostrzowej, między którymi znajduje się izolacja papierowo-olejowa, f) wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju, g) wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju z pęcherzykami gazowymi, h) wyładowania na cząstkach o nieokreślonym potencjale przemieszczających się w oleju [12]

6.2.3. PARAMETRYZACJA ZAREJESTROWANYCH SYGNAŁÓW EA GENEROWANEJ PRZEZ WNZ

Zarejestrowane za pomocą układu pomiarowego sygnały EA poddawane są w kolejnym kroku przetwarzaniu cyfrowemu przy zastosowaniu procedur numerycznych napisanych w środowisku programistycznym Matlab (analiza czasowa, częstotliwościowa, czasowo-częstotliwościowa, korelacyjna) i Statistica (analiza statystyczna) w celu wyznaczenia wartości wybranych deskryptorów, które są wykorzystywane jako kryteria porównawcze do rozpoznawania podstawowych form WNZ. Następnie wyselekcjonowane parametry, reprezentujące zarejestrowane sygnały EA, przekazywane są do klasyfikatora.



Rys. 6.9. Sposób przygotowania sygnału EA do dalszej analizy z użyciem klasyfikatora SE: a) zarejestrowany przebieg czasowy sygnału EA od WNZ, b) selekcja użytecznego sygnału EA, c) spektrogram widma gęstości mocy zmierzonego sygnału EA [12]

6.2.4. BLOK KLASYFIKATORA

W bloku klasyfikatora następuje porównanie wartości wyselekcjonowanych parametrów wyznaczonych dla zarejestrowanych sygnałów EA z odpowiednimi deskryptorami zawartymi w utworzonej bazie danych, zawierającej „odciski palców" dla podstawowych form WNZ. W ten sposób dokonywany jest proces identyfikacji i klasyfikacji rejestrowanych WNZ, co w rezultacie daje możliwość wykonania oceny stanu mierzonej izolacji. Jako narzędzie umożliwiające wnioskowanie zastosowano jednokierunkową wielowarstwową sieć neuronową, którą zaimplementowano w środowisku programowym Matlab. Wykorzystana struktura to sieć typu Feed – Forward Backpropagation Network (F - F BP), w której każdy z neuronów posiada sigmoidalną funkcję aktywacji. Użyta struktura posisada trzy warstwy: wejściową, jedną warstwę ukrytą oraz wyjściową. Proces uczenia zastosowanej sieci przeprowadzono w oparciu o uczenie nadzorowane przy wykorzystaniu algorytmu RPROP (Resilent Backpropagation). Proces korekcji poszczególnych wag neuronów wchodzących w skład sieci oparto o jedną z odmian strategii wstecznej propagacji – algorytm Resilent Backpropagation, opisany zależnością (1):

$$w_{ij}^{(k)}(n+1) = w_{ij}^{(k)}(n) - \eta_{ij}^{(k)}(n)\, sgn\,(\nabla_{ij}^{(k)}(n)) \tag{6.1}$$

gdzie: $\eta_{ij}^{(k)}$ – *indywidualny współczynnik uczenia dla każdej wagi,* $\nabla_{ij}^{(k)}(n)$ – *składowa gradientu funkcji błędu.*

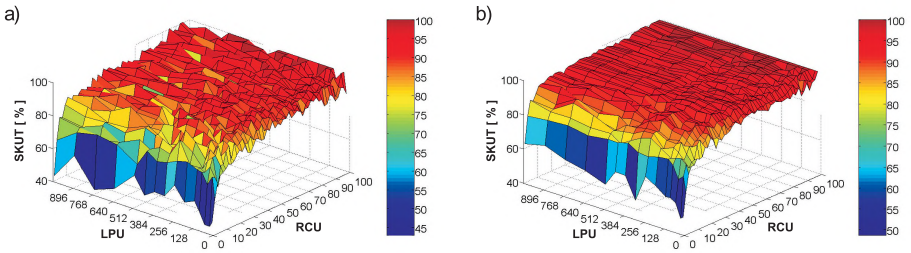
Po przeprowadzeniu przez zastosowaną sieć neuronową procesu wnioskowania diagnostyk uzyskuje zobiektywizowane informacje o rodzaju występujących w izolacji WNZ, o powiązania ich z określonym typem defektu i w konsekwencji o stopniu degradacji mierzonej izolacji. Na tej podstawie istnieje możliwość oszacowania czasu dalszej bezawaryjnej pracy badanego transformatora. Do podstawowych zalet wykonanej w ten sposób diagnostyki można przede wszystkim zaliczyć uniezależnienie uzyskiwanych wyników od subiektywnej oceny osób wykonujących pomiary i możliwość jej przeprowadzenia podczas normalnej eksploatacji transformatorów w warunkach przemysłowych [12-13].

6.3. IDENTYFIKOWANIE FORM WNZ PRZY WYKORZYSTANIU BLOKU KLASYFIKATORA NEURONOWEGO

W celu usystematyzowania nazewnictwa wprowadzono pojęcie „klasy", które określa konkretną, podstawową formę WNZ – zamodelowany defekt układu izolacyjnego:

- Klasa 1 – wyładowania w układzie ostrze-ostrze w oleju,
- Klasa 2 – wyładowania w układzie ostrze-ostrze w oleju z pęcherzykami gazowymi,
- Klasa 2 wyładowania ostrze-płyta w oleju,
- Klasa 4 – wyładowania w układzie powierzchniowym dwóch elektrod płaskich, między którymi znajduje się izolacja papierowo-olejowa,
- Klasa 5 – wyładowania w układzie powierzchniowym z jedną elektrodą płaską, drugą wieloostrzową, miedzy którymi znajduje się izolacja papierowo-olejowa,
- Klasa 6 – wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju,
- Klasa 7 – wyładowania w układzie wieloostrze-płyta w oleju z pęcherzykami gazowymi,
- Klasa 8 – wyładowania na cząstkach o nieokreślonym potencjale, które przemieszczają się w oleju.

Jednym z przykładowych wskaźników wieloparametrycznej analizy zarejestrowanych sygnałów EA wykorzystywanym przez SE w procesie identyfikacji podstawowych form WNZ jest parametr analizy częstotliwościowej – widmo gęstości mocy PSD (*ang. Power Spectrum Density*). Na rysunku 6.10 zilustrowano wyniki skuteczności jednoczesnego rozpoznawania (SKUT) ośmiu badanych form WNZ (ośmiu klas) w zależności od rozmiaru ciągu uczącego (RCU) oraz liczby punktów uśredniających widmowej gęstości mocy (LPU). Pod pojęciem RCU rozumie się w tym przypadku liczbę wektorów ciągu uczącego (CU), którym trenowano zastosowany w bloku SE klasyfikator neuronowy. Celem prowadzonych badań było określenie minimalnej wartości punktów uśredniających PSD pozwalających na jednoznaczne scharakteryzowanie i rozpoznawanie badanych form WNZ na podstawie parametrów analizy częstotliwościowej ich sygnałów EA [13].



Rys. 6.10. Całkowita skuteczność rozpoznawania przez SE ośmiu form WNZ (SKUT) w zależności od rozmiaru CU (RCU) oraz zmiennej liczby punktów uśredniających PSD (LPU): a) 5 neuronów w warstwie ukrytej, b) 45 neuronów w warstwie ukrytej

Z przedstawionych na rysunku 6.10 charakterystyk wynika, że aby uzyskać zadowalającą z punktu widzenia poprawności identyfikacji defektów układu izolacyjnego skuteczność rozpoznawania (powyżej 90 %) dla 8-miu klas jednocześnie, wystarczy ok. 128 punktów uśredniających PSD. Ponadto stwierdzono, że zwiększanie LPU powyżej 128 punktów nieznacznie zwiększa skuteczność rozpoznawania, lecz powoduje wydłużenie procesu identyfikacji badanych form WNZ. Na podstawie analizy uzyskanych danych wynika także, że znaczącą rolę w otrzymywanych wartościach skuteczności rozpoznawania odgrywa RCU, którego wartość dla osiągnięcia SKUT $\geq$ 90%, powinna wynosić co najmniej 30. Z porównania zaprezentowanych na rysunku 6.10 charakterystyk wynika również, że na uzyskiwaną wartość całkowitej skuteczności rozpoznawania w znacznym stopniu wpływa wielkość warstwy ukrytej zastosowanej architektury sieci neuronowej stanowiącej mechanizm wnioskujący SE.

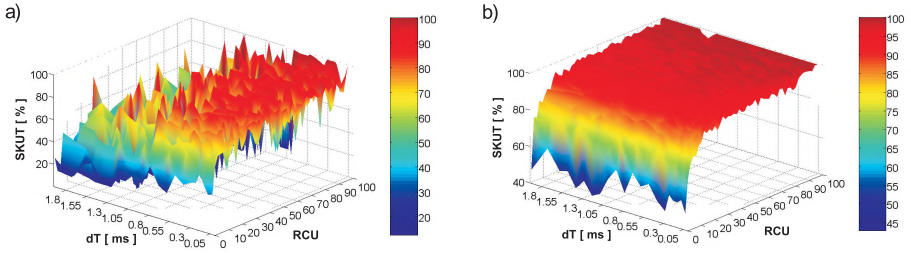
W tablicy 6.1 zestawiono w celach porównawczych wartości procentowej skuteczności rozpoznawania każdej z badanych form WNZ (klas).

Tablica 6.1. Wartości skuteczności rozpoznawania przez SE badanych form WNZ na podstawie analizy parametrów częstotliwościowych

Klasa	Klasa	Klasa	Klasa	Klasa	Klasa	Klasa	Klasa	Klasa	Skuteczność
RCU	1	2	3	4	5	6	7	8	całkowita
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
1	97,5	99,6	94,4	88,6	93,6	95,8	91,3	98,5	59,3
10	99,3	99,4	99,3	98,6	99,3	99,3	96,6	98,6	90,4
20	99,7	98,9	99,7	99,2	99,5	99,2	98,1	99,7	94,0
30	99,8	99,1	100,0	99,3	97,5	98,0	99,8	99,3	92,8
40	99,2	98,5	99,6	99,6	98,5	99,6	99,8	98,9	93,6
50	98,0	99,7	100,0	100,0	99,7	99,7	99,0	98,2	94,4
60	99,4	100,0	100,0	100,0	98,7	99,0	100,0	99,7	96,8
70	100,0	99,1	99,6	100,0	99,6	99,6	99,6	99,1	96,6
80	99,3	99,3	100,0	100,0	98,7	99,3	100,0	99,3	96,1
90	98,6	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	98,6	97,2

Z zamieszczonych w tablicy 6.1 wskaźników wynika, że wybór parametru analizy częstotliwościowej zarejestrowanych sygnałów EA generowanej przez badane klasy w postaci 128 punktów uśredniających PSD pozwala na uzyskanie satysfakcjonujących rezultatów identyfikacji zamodelowanych w warunkach laboratoryjnych defektów układu izolacyjnego. Przyjęcie sieci neuronowej o 45 neuronach w warstwie ukrytej jako mechanizmu wnioskującego SE zapewnienia otrzymywanie całkowitej skuteczności rozpoznawania powyżej 90 % (dla 8 klas), przy RCU=10, a przez to każdej z klas na poziomie bliskim 99 % [13, 15].

Drugim z przykładowych wskaźników opisujących zarejestrowane sygnały EA w procesie identyfikacji form WNZ przez tworzony SE jest zastosowanie wyników analizy czasowo-częstotliwościowej z użyciem krótko-czasowego przekształcenia Fouriera (STFT). Na rysunku 6.11 przedstawiono całkowitą skuteczność rozpoznawania ośmiu badanych klas w zależności od RCU oraz zmiennego przedziału czasowego dT. Parametr czasowy dT zdefiniowany został jako szerokość okna czasowego, dla którego wykonana została analiza STFT zarejestrowanych sygnałów EA. Celem prowadzonych badań było określenie odpowiedniej szerokości okna czasowego dT z wybranego fragmentu zarejestrowanego sygnału EA, pozwalającego na skuteczne rozpoznawanie poszczególnych form WNZ na podstawie parametrów analizy czasowo-częstotliwościowej [12].



Rys. 6.11. Całkowita skuteczność rozpoznawania przez SE ośmiu form WNZ (*SKUT*) w zależności od rozmiaru CU (*RCU*) oraz wielkości przedziału czasowego (dT) poddanego analizie STFT: a) 5 neuronów w warstwie ukrytej, b) 45 neuronów w warstwie ukrytej

Z zaprezentowanych na rysunku 6.11 wykresów wynika, że wraz ze wzrostem RCU całkowita skuteczność rozpoznawania wzrasta. W przypadku gdy warstwa ukryta klasyfikatora SE posiada 5 neuronów (rysunek 6.11a) uzyskane wartości skuteczności rozpoznawania wynoszą maksymalnie ok. 80 %, co z punktu diagnostyki układów izolacyjnych nie jest wartością zadowalającą. Poprawę skuteczności, do wartości powyżej 90%, można w tym przypadku osiągnąć poprzez zwiększenie liczby neuronów ukrytych do 45 (rysunek 6.11b). Z przedstawionych charakterystyk wynika również, że najwyższe skuteczności rozpoznawania uzyskuje się dla wąskich okien czasowych dT analizy STFT. Jest to szczególnie widoczne dla małych RCU i związane jest to najprawdopodobniej z analizą sygnałów EA pochodzących bezpośrednio od WNZ, a nie jak w przypadku analizy szerokich okien od WNZ oraz odbić od ścian kadzi transformatorowej. Dla 45 neuronów ukrytych i wartości RCU powyżej 20-tu, wartość uzyskanej całkowitej skuteczności rozpoznawania ośmiu klas wynosi blisko 95 %, co z punktu widzenia diagnostycznego jest wynikiem wystarczającym [12].

W tablicy 6.2 zestawiono uzyskane skuteczności rozpoznawania każdej z rozważanych klas. Z analizy przedstawionej poniżej procentowej skuteczności wynika, że parametryzacja czasowo-częstotliwościowa STFT zarejestrowanych sygnałów EA, wykonana dla szerokości okna czasowego dT=0,4 ms, pozwala na uzyskanie satysfakcjonujących rezultatów rozpoznawania przez SE zadanych defektów papierowo-olejowego układu izolacyjnego. Przyjęcie architektury sieci neuronowej o 45 neuronach ukrytych oraz treningu mechanizmu wnioskującego rozmiarem RCU=20 pozwala na osiągnięcie całkowitej skuteczności rozpoznawania na poziomie 95 %, co jest wynikiem wysoce satysfakcjonującym z diagnostycznego punktu widzenia [15].

Tablica 6.2. Wartości skuteczności rozpoznawania przez SE badanych form WNZ na podstawie analizy parametrów czasowo – częstotliwościowych

Klasa RCU	Klasa 1 [%]	Klasa 2 [%]	Klasa 3 [%]	Klasa 4 [%]	Klasa 5 [%]	Klasa 6 [%]	Klasa 7 [%]	Klasa 8 [%]	Skuteczność całkowita [%]
1	95,5	93,8	96,0	97,7	92,1	92,1	93,2	91,8	52,1
10	99,6	98,2	99,9	99,4	99,4	95,5	95,0	99,9	86,9
20	99,7	98,9	100,0	99,4	99,7	99,2	99,4	99,7	95,9
30	100,0	99,1	100,0	99,6	98,8	99,3	99,1	99,5	95,3
40	99,8	99,4	99,9	99,2	99,8	99,4	98,9	99,4	95,7
50	99,7	99,2	100,0	99,5	99,0	100,0	99,0	99,0	95,4
60	99,7	100,0	100,0	99,7	100,0	99,7	99,0	100,0	98,1
70	100,0	99,5	99,8	99,6	100,0	99,6	99,6	99,6	97,5
80	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	99,3	99,3	100,0	98,6
90	100,0	99,9	100,0	98,6	100,0	100,0	98,2	99,6	96,3

Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że poprawna identyfikacja defektów układu izolacyjnego możliwa jest m.in. na podstawie wyuczenia mechanizmu wnioskującego SE na podstawie wyników analizy częstotliwościowej oraz czasowo-częstotliwościowej. Przyjęcie jednokierunkowej architektury sieci neuronowej z 45-ma neuronami ukrytymi i uczeniem klasyfikatora neuronowego parametrami analizy częstotliwościowej oraz czasowo-częstotliwościowej pozwala na uzyskanie zadowalających skuteczności rozpoznawania każdej z ośmiu klas. Niestety czas przetwarzania przez mechanizm wnioskujący SE parametrów czasowo-częstotliwościowych jest prawie trzykrotnie dłuższy niż przy zastosowaniu parametryzacji częstotliwościowej dla tej samej konfiguracji sieci, ale uzyskana w tym przypadku skuteczność charakteryzuje się nieco wyższą wartością (nawet o ok. 2%). Wobec tego, jeżeli podczas pomiarów diagnostycznych wymagany jest od SE relatywnie krótkiego czasu rozpoznawania uszkodzeń układu izolacyjnego, co związane jest z pogorszeniem procentowej skuteczności, należy wykorzystać podczas uczenia neuronowego narzędzia rozpoznawczego parametrów częstotliwościowych zarejestrowanych sygnałów EA. Jeżeli jednak bardziej istotna jest wartość otrzymywanej skuteczności, a czas potrzebny na przetworzenie przez SE wprowadzonych danych ma niższy priorytet, jako parametry sygnałów EA reprezentujących każdą z klas należy wykorzystać wyniki analizy czasowo-częstotliwościowej [12, 15].

6.4. PODSUMOWANIE

Analizując dotychczasowy stan wiedzy oraz wyniki prowadzonych prac badawczych można stwierdzić, że istnieją realne możliwości zaimplementowania komputerowego systemu ekspertowego wykorzystującego metodę EA do oceny stanu technicznego układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych. Uzyskane rezultaty, związane z zastosowaniem sieci neuronowej jako mechanizmu wnioskowania SE do efektywnego identyfikowania form WNZ na podstawie wskaźników wieloparametrowej analizy sygnałów EA wykazały wysoką skuteczność rozpoznawania poszczególnych defektów papierowo-olejowego układu izolacyjnego. Głównym zadaniem przyjętego klasyfikatora neuronowego jest więc ciągłe porównywanie mierzonych oraz właściwie sparametryzowanych sygnałów EA ze zgromadzonymi w bazie wiedzy wskaźnikami wzorcowymi podstawowych form WNZ. Wszystkie operacje wykonywane są w czasie rzeczywistym (on - line) podczas normalnej eksploatacji jednostki transformatorowej. Na podstawie otrzymywanych z mechanizmu wnioskującego rezultatów, wynikających z korelacji między mierzonymi w sposób ciągły sygnałami EA, a umieszczonymi w bazie danych sygnałami modelowymi, następuje detekcja, jak również identyfikacja zagrożeń układu izolacyjnego przez występujące i rozwijające się w nim wyładowania elektryczne. Perspektywa zaimplementowania takiego systemu w metodyce oceny stanu technicznego urządzeń elektroenergetycznych pozwoli zatem na wdrożenie w przyszłości do przemysłu kolejnego narzędzia diagnostycznego pracującego on-line, służącego do monitorowania stanu izolacji transformatorów dużej mocy.

W chwili obecnej istnieje jeszcze potrzeba rozwiązania szeregu szczegółowych zagadnień związanych z praktycznym zastosowaniem zaproponowanego systemu eksperckiego do oceny stanu technicznego układów izolacyjnych jednostek transformatorowych z wykorzystaniem metody EA w warunkach przemysłowych. Realizowane w tym zakresie prace naukowo - badawcze są aktualnie prowadzone przez pracowników Katedry Wysokich Napięć w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Opolskiej. Ponadto należy podkreślić, że istnieje konieczność kontynuowania prac dotyczące ujednolicenia przepisów i wprowadzenia międzynarodowych norm dotyczących badań diagnostycznych izolacji transformatorów dużych mocy oraz będących w eksploatacji przekładników prądowych i napięciowych. Aktualnie zakres i terminy okresowych pomiarów diagnostycznych ustalają przepisy i rozporządzenia wewnętrzne, które są różne w każdym kraju. Ujęte w tych przepisach rodzaje badań diagnostycznych dotyczą tylko podstawowych metod diagnostycznych i klasycznych wskaźników charakteryzujących izolację. Definiowane w przepisach zakresy badań diagnostycznych należy traktować jako niezbędne i wymagane minimum, które powinno być, w miarę potrzeb i możliwości technicznych oraz finansowych, rozszerzone o badania uzupełniające [7, 12, 15].

LITERATURA

[1] Bengtsson T., Hakan K., Jonssn B.: „Transformer PD Diagnosis Using AE Technique", 10th Int. Symp. On High Vol. Eng. , Montreal, Quebec, Canada, 1997, pp. 73-79.

[2] Boczar T. - Current Application Possibilities of the Acoustic Emission Method in Diagnostics of Insulation Systems of Power Appliances. Acta Acustica United With Acustica. Vol. 91, 2005, pp. 1-3.
[3] Boczar T. - Identification of a Specific Type of Partial Discharges form Acoustic Emission Frequency Spectra. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 8, No 4 August 2001, pp. 598-606.
[4] Boczar T.: „Możliwości zastosowania do opisu sygnałów emisji akustycznej od wyładowań niezupełnych analizy statystycznej i cyfrowych metod przetwarzania sygnałów", Studia i Monografie, Of. Wyd. Pol. Op., z. 146, Opole, 2003.
[5] Boczar T.: „Obiektywizacja wyników akustycznej metody oceny wyładowań niezupełnych przy zastosowaniu do opisu sygnałów analizy statystycznej i cyfrowych metod przetwarzania", Studia i Monografie, Of. Wyd. Pol. Op., z. 147, Opole, 2003.
[6] Boczar T. : „Widma emisji akustycznej generowanej przez wyładowania niezupełne w izolacji olejowej", Studia i Monografie Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, z. 114, Opole, 2000.
[7] Boczar T., Frącz P.: „System ekspertowy oceny stanu układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych z wykorzystaniem metody emisji akustycznej", Pomiary Automatyka Kontrola, Vol. 55, nr 2, 2009 (w druku).
[8] Boczar T., Zmarzły D. - Application of Wavelet Analysis to Acoustic Emission Pulses Generated by Partial Discharges. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 11, No 3, June 2004, pp. 433-449.
[9] Boczar T., Zmarzły D. - Multiresolution Analysis of the Acoustic Emission Pulses Generated by Partial Discharges. INSIGHT. Vol. 45, No. 7, Great Britain, 2003, pp. 488-492.
[10] Boczar T., Zmarzły D.: „The Application of Correlation Analysis to Acoustic Emission Pulses Generated by Partial Discharges", Materials Evaluation, An Official Journal of the American Society for Nondestructive Testing, Volume 62, Number 9, Columbus, Ohio, USA, September 2004, pp. 935-942.
[11] Borucki S.: „Porównanie piezoelektrycznych czujników pomiarowych wykorzystywanych w pomiarach sygnałów emisji akustycznej generowanych przez wyładowania niezupełne", Energetyka – zeszyt tematyczny nr VI Konferencji Naukowo – Technicznej „Transformatory w eksploatacji" 20-22. 04. 2005r. str. 104-106
[12] Borucki S., Boczar T.: „Skuteczność rozpoznawania przez SSN podstawowych form WNZ przy wykorzystaniu wyników analizy czasowo-częstotliwościowej sygnałów EA", Przegląd Elektrotechniczny, nr 1, 2006, str. 41-44.
[13] Borucki S., Boczar T., Cichoń A.: „The application of the resilient backpropagation algorithm and power spectrum density for recognizing the acoustic emission signals generated by basic partial discharge forms using artificial neuron networks", Archive of Acoustics, Vol. 31, No. 4, Warszawa 2006, pp. 335-342.
[14] Boczar T., Borucki S., Cichoń A., Lorenc M.: „The assumptions of the expert system of examining insulation systems of power transformers based on the results obtained by using the acoustic emission method", 36th International Conference and Exhibition, Defektoskopie 2006, 7 - 9 November 2006, pp. 31-35.
[15] Borucki S., Boczar T., Cichoń A.: „Zastosowanie klasyfikatora neuronowego w systemie eksperckim oceny stanu układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych", Pomiary Automatyka Kontrola, vol. 53, 10'2007, str. 29-32.

[16] Borucki S., Boczar T., Cichoń A., Lorenc M., Zmarzły D.: „The possibilities of using the acoustic emission method in expert systems for the evaluation of insulation systems of power transformers", Journal de Physique IV, 2006, ISSN: 1155-4339, pp. 51-56.
[17] Z. Bubnicki: „Wstęp do systemów ekspertowych", PWN, Warszawa, 1990.
[18] Grossman E., Feser K.: „Online Pd-Monitoring on Transformers Using AE Techniques", Int. Conf. APTADM'2001, Wrocław, 2001, pp. 264-268.
[19] Mulawka J.: „Systemy ekspertowe", WNT, Warszawa, 1996.
[20] Skubis J. - EA w badaniach izolacji urządzeń elektroenergetycznych. IPPT-PAN, Studia i Monografie nr 99, Opole, 1998.
[21] Skubis J., Boczar T.: „Aktualne możliwości i perspektywy zastosowania metody emisji akustycznej w diagnostyce układów izolacyjnych", Pomiary Automatyka Kontrola, Miesięcznik Naukowo-Techniczny, 10'2006, str. 44-45.
[22] Skubis J., Cichoń A., Borucki S.: „Praktyczny przykład skutecznej detekcji i lokalizacji wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej w transformatorze elektroenergetycznym", Pomiary Automatyka Kontrola vol. 55, nr 1/2009, str. 30-33.

7. METODYKA POMIARÓW I ANALIZY ODPOWIEDZI CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ (FRA) UZWOJEŃ TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

7.1. WPROWADZENIE

Transformatory są jednym z najważniejszych elementów systemu przesyłu energii elektrycznej. Ich znaczna rola w systemie oraz dość złożona konstrukcja sprawiają, że narażone są one na szereg różnych awarii, których częstotliwość, oraz skutki uwarunkowane są ich stanem technicznym. Jednym z zagrożeń dla bezawaryjnej pracy transformatorów są mechaniczne odkształcenia uzwojeń. Powstają one w wyniku działania sił elektrodynamicznych, które występują przy zwarciach czy przepięciach, a także w czasie transportu jednostek. Odkształcone uzwojenie transformatora nie musi od razu powodować awarii katastrofalnej; transformator może pracować jeszcze przez dłuższy okres, np. do kolejnego przepięcia lub zwarcia, które uszkodzą nadwyrężoną izolację i doprowadzą do awarii jednostki. Odpowiednio wczesne wykrycie usterek mechanicznych uzwojeń umożliwia zaplanowanie i przeprowadzenie remontu, którego koszt jest wielokrotnie mniejszy od kosztów związanych z wystąpieniem i usuwaniem skutków awarii. Należy podkreślić, że transformator jest najbardziej kosztownym składnikiem majątku sieciowego, a czas jego wymiany zwykle jest dłuższy niż jeden rok. Oprócz bezpośredniego kosztu wymiany transformatora występują również koszty pośrednie takiej awarii, które zazwyczaj kilkakrotnie przekraczają cenę nowej jednostki. Ryzyko wystąpienia awarii rośnie wraz z wiekiem eksploatowanych jednostek. W Polsce wiek około połowy transformatorów energetycznych przekracza założony przez konstruktora techniczny czas życia, więc wczesne wykrycie uszkodzeń uzwojeń przekłada się bezpośrednio na koszty dostawy energii do przemysłowych i indywidualnych odbiorców, a także na efektywność działania spółek dystrybucyjnych. Należy podkreślić, że ok. 80% kosztów ich działania związanych jest z eksploatacją majątku sieciowego, w tym transformatorów [1].

Awaria transformatora, w zależności od jej skali, wiązać może się ze znacznymi kosztami. Wynikają one ze strat wynikających z niedostarczonej energii i karami z tym związanymi, dodatkowo trzeba zapewnić awaryjne źródło zasilania, co w przypadku braku rezerwowych jednostek generować będzie znaczne straty. Uszkodzony transformator trzeba co najmniej poddać naprawie, a w wielu przypadkach wymienić na nowy. Koszt takiej operacji jest bardzo wysoki, a uwzględniając moce produkcyjne wytwórców transformatorów i za-

potrzebowanie na nie na świecie, okres oczekiwania na nową jednostkę wynieść może kilkadziesiąt miesięcy. W przypadku awarii katastrofalnej transformatora dochodzą jeszcze koszty akcji ratunkowej i zniszczenia powstałe w okolicach transformatora. Z tych względów wszechstronna diagnostyka transformatorów, której jedną z metod badawczych jest metoda FRA, jest niewątpliwie korzystna, gdyż pozwala odpowiednio zaplanować remonty i środki z tym związane.

Zapewnienie niezawodności i ciągłości zasilania urządzeń elektroenergetycznych wysokiego napięcia jest podstawowym zadaniem energetycznych spółek dystrybucyjnych. W tym celu wykonywane są okresowe, poawaryjne i prewencyjne badania diagnostyczne najbardziej kosztownych transformatorów i aparatów o krytycznym znaczeniu dla działania systemu elektroenergetycznego. Metoda odpowiedzi częstotliwościowej jest obecnie stosowana przez większość przedsiębiorstw energetycznych w uprzemysłowionych krajach, jednakże w wielu praktycznych przypadkach uzyskane wyniki nie pozwalają na jednoznaczną diagnozę zakresu i lokalizacji uszkodzeń uzwojenia. Mimo to, analiza odpowiedzi częstotliwościowej umożliwia określenie niebezpiecznych symptomów wynikających z postępujących uszkodzeń uzwojenia. Wczesna identyfikacja odkształceń pozwala na podjęcie działań zapobiegających katastrofalnej awarii transformatorów w ruchu.

Obecnie w praktyce analiza porównawcza umożliwia detekcję głównie przypadków znacznych odkształceń uzwojeń. Mniejsze różnice pomiędzy charakterystykami interpretuje się jako możliwość wystąpienia odkształcenia uzwojenia, bez możliwości jego lokalizacji lub dokonania oceny rozmiarów. Zunifikowanie zasad wykonywania pomiarów i poznanie specyfiki poszczególnych przyrządów i układów pomiarowych umożliwi poprawną interpretację wyników [1, 2].

7.2. USZKODZENIA MECHANICZNE UZWOJEŃ TRANSFORMATORÓW

Do najważniejszych uszkodzeń uzwojeń transformatorów można zaliczyć ich odkształcenia. Skutkiem deformacji uzwojenia jest ostatecznie uszkodzenie jego izolacji stałej, a następnie zwarcie międzyzwojowe, prowadzące bezpośrednio do awarii transformatora. Deformacje uzwojeń mogą wynikać z dużych sił elektrodynamicznych powstałych wskutek zwarć czy też przepięć oraz z poluzowania sprasowania uzwojeń. Wytrzymałość mechaniczną uzwojeń nowych transformatorów zapewnia poosiowe prasowanie cewek w wytwórni, jednakże po dłuższej eksploatacji izolacja papierowa traci elastyczność, co powoduje zanik ustalonego przez konstruktora wstępnego naprężenia. Wówczas prąd zwarciowy może przesunąć lub odkształcić cewki i zmniejszyć przerwy olejowe pomiędzy nimi. Ponadto, wskutek długotrwałego termicznego starzenia celulozy może wystąpić skruszenie izolacji papierowej lub utrata przez nią sprężystości, co skutkuje m.in. poluzowaniem konstrukcji. W takiej sytuacji może nawet dojść do wypadnięcia przekładek izolacyjnych lub klinów. Transformator z odkształconym uzwojeniem z reguły pracuje przez dłuższy czas i dopiero kolejne przepięcie atmosferyczne lub łączeniowe może spowodować przebicie osłabionej izolacji i katastrofalną awarię transformatora w ruchu.

Rys. 7.1. Uszkodzone uzwojenia transformatorów energetycznych:
a) uszkodzenie uzwojenia regulacyjnego,
b) odkształcenie promieniowe uzwojenia [3],
c-d) poluzowanie sprasowania uzwojenia skutkujące wypadnięciem elementów podtrzymujących uzwojenie [4]

W zależności od charakteru deformacji, odkształcenia uzwojeń można podzielić na kilka grup. Częstym przypadkiem są odkształcenia promieniowe, deformujące uzwojenie na boki. Wynikają one z oddziaływania generowanych przez płynące przez uzwojenie prądy zwarciowe sił elektrodynamicznych, które dążą do „wyprostowania" uzwojenia. Prądy te powodują również wzrost natężenia pola magnetycznego w przestrzeni międzyzwojowej.

Na końcach uzwojeń transformatora rdzeniowego pojawia się wtedy interakcja pomiędzy nieskompensowanymi składowymi promieniowymi pola magnetycznego i prądami zwarciowymi płynącymi przez uzwojenia, co prowadzi do powstania sił elektrodynamicznych oddziaływujących poosiowo i ściskających uzwojenia. Powodują one przechylenie się fragmentów uzwojenia lub wysunięcie poszczególnych dysków, czyli deformacje poosiowe. Ponadto spiralny kształt uzwojenia wytwarza w uzwojeniach dodatkowe siły skręcające, które oddziałują podczas zwarć ściskająco. Jeśli na skutek zestarzenia celulozy dochodzi do poluzowania uzwojeń opisane wyżej siły mogą doprowadzić do bardziej intensywnych zniszczeń.

Zebrane doświadczenia i obserwacje wskazują, że powstałe w czasie przepływu prądu zwarciowego poosiowe i promieniowe siły najczęściej powodują następujące odkształcenia w części aktywnej transformatora [3]:

- odkształcenia poosiowe,
- wysunięcia fragmentów uzwojeń,
- lokalne zakrzywienia przewodów w okolicach odstępników,
- rozsunięcie się kolejnych warstw w uzwojeniach warstwowych,
- spiralne zaciśnięcie uzwojeń wskutek sił skręcających,
- mechaniczne zniszczenie wsporników uzwojeń,
- przesunięcie się wyprowadzeń uzwojeń, w szczególności wyprowadzeń zaczepowych.

Przykładowe uszkodzenia uzwojeń transformatorów przedstawione zostały na rysunku 7.1.

7.3. DIAGNOSTYKA ODKSZTAŁCEŃ MECHANICZNYCH UZWOJEŃ METODĄ FRA

ROZWÓJ METODY

Do detekcji odkształceń uzwojeń transformatorów stosowano szereg metod diagnostycznych. Zaliczyć do nich można pomiary: prądów magnesujących, impedancji uzwojeń, pojemności uzwojeń. Metody te, mimo pewnych zalet poszczególnych z nich, nie dawały zazwyczaj jasnych wyników, charakteryzowały się zbyt małą czułością i brakiem danych referencyjnych. Wad tych nie ma metoda FRA, dla której dowiedziono znaczną czułość wykrywania szeregu rodzajów uszkodzeń uzwojeń, dla których w większości przypadku za dane referencyjne posłużyć może porównanie międzyfazowe. Jej podstawą jest związek pomiędzy tzw. „funkcją przenoszenia" a konstrukcją uzwojenia. Jeśli geometria uzwojenia ulegnie zmianie, np. na skutek przemieszczenia pojedynczego zwoju, cewki bądź większego fragmentu uzwojenia, to zmieniają się wartości pojemności i indukcyjności cewek, tym samym zmienia się charakterystyka FRA.

Metoda FRA wywodzi się z metody impulsu niskonapięciowego (LVI – *Low Voltage Impulse*). W oparciu o to można podzielić metody pomiarowe FRA na:

- IFRA (*Impulse FRA*) – metodę impulsową oraz
- SFRA (*Sweep FRA*) – metodę częstotliwościową.

Metoda IFRA opiera się na podobnych pomiarach jak metoda LVI – na jeden koniec uzwojenia podaje się impuls napięciowy, a na drugim rejestruje się odpowiedź uzwojenia. Następnie sygnały przekształcane są za pomocą szybkiej transformaty Fouriera (FFT) na dziedzinę częstotliwości. Wyliczone wartości amplitudy odpowiedzi uzwojenia dzieli się przez odpowiadające wartości podawanego sygnału otrzymując w ten sposób odpowiedź częstotliwościową uzwojenia. W odniesieniu do metody LVI z pomiarów IFRA uzyskuje się

niezależną od kształtu impulsu napięciowego funkcję odpowiedzi uzwojeń, dzięki czemu wynik pomiaru zależy bardziej od obiektu badań, a nie od układu pomiarowego, co pozwala uzyskać większą powtarzalność metody i upraszcza interpretację wyników.

Metodę SFRA wprowadzono, aby pomiary wykonywać bezpośrednio w dziedzinie częstotliwości. Sygnał sinusoidalnie zmienny podawany jest na jeden koniec uzwojenia, a na jego drugim końcu rejestruje się amplitudę i kąt fazowy odpowiedzi w szerokim zakresie częstotliwości [3]. Należy przy tym podkreślić, że na dokładność i rozdzielczość pomiaru wpływa także konstrukcja urządzenia pomiarowego, okablowanie i poziom zakłóceń zewnętrznych.

Metoda FRA, tak jak większość metod do diagnozowania urządzeń elektrycznych WN, polega na porównaniu wielkości zarejestrowanych na obiekcie badanym do odpowiednich rejestracji uzyskanych na obiekcie wzorcowym. Różnice pomiędzy porównywanymi przebiegami odpowiedzi częstotliwościowej mogą wskazywać na możliwość odkształcenia badanego uzwojenia, jednak trudno jest określić jego dokładne miejsce i stopień, a także stwierdzić czy różnice te nie wynikają z układu połączeń wewnątrz transformatora bądź specyfiki jego konstrukcji.

Obecnie analiza wyników pomiarów odbywa się głównie metodą porównawczą, w której konieczne jest posiadanie danych referencyjnych umożliwiających zaobserwowanie zmian w przebiegu FRA. Porównuje się charakterystyki FRA zarejestrowane w kolejnych fazach tej samej jednostki, między jednostkami bliźniaczymi lub między rejestracjami wykonanymi w pewnym odstępie czasu. W ostatnim przypadku wskazane jest wykonanie takich pomiarów już na etapie prób odbiorczych, a następnie – w celu identyfikacji deformacji uzwojeń powstałych podczas transportu – po zainstalowaniu transformatora na miejscu pracy. Dodatkowo po zainstalowaniu nowych transformatorów i napełnieniu olejem powinno wykonać się „odcisk palca", czyli pomiar referencyjny do analizy kolejnych rejestracji. Niestety w przypadku transformatorów starszych, do których przede wszystkim adresowana jest metoda FRA, takie pomiary z reguły nie są dostępne, a także istnieją bardzo duże trudności w uzyskaniu pomiarów referencyjnych pochodzących przykadowo z jednostek bliźniaczych. Z kolei porównanie charakterystyk ograniczające się do sąsiednich uzwojeń jest stosunkowo mało wiarygodne i bywa zawodne (dotyczy to zwłaszcza uzwojenia umieszczonego w środkowej kolumnie rdzenia).

Duży wpływ na prawidłową interpretację różnic w charakterystykach FRA ma układ połączeń transformatora, geometria jego uzwojeń oraz wykonane remonty i modernizacje części aktywnej. Nie bez znaczenia jest również doświadczenie diagnosty. Do porównywania między sobą funkcji przenoszenia FRA wykorzystuje się zwykle prostą analizę matematyczną, poczynając od różnicy dwóch przebiegów, poprzez stosowanie obliczeń błędów i odchyleń standardowych, określanie współczynników korelacji, na analizie częstotliwości rezonansowych kończąc. Produkowane ostatnio systemy pomiarowe posiadają w swoim oprogramowaniu narzędzie służące do takiej analizy, które umożliwia tuż po wykonaniu pomiaru odnieść się do wcześniejszych rejestracji. Jednak metody te nie zawierają jednoznacznych kryteriów ilościowych i jakościowych charakteryzujących rozmiar i miejsce odkształcenia.

Oprócz zastosowania do diagnostyki transformatorów w eksploatacji metodę FRA wykorzystuje się także do kontroli stanu uzwojeń po transporcie dużych jednostek. W czasie przewożenia są one narażone są na oddziaływanie znacznych sił dynamicznych, które

mogą wpłynąć na odkształcenie rdzenia lub uzwojeń. Porównanie przebiegów zarejestrowanych przed transportem i po zainstalowaniu jednostki na miejscu daje pewność, że nowy lub wyremontowany transformator nie jest od razu zagrożony awarią. W takim przypadku konieczne jest wykonanie rejestracji krzywych referencyjnych w takich samych warunkach w jakich wykonywać się będzie pomiary na miejscu pracy transformatora, czyli np. bez przepustów i oleju.

Metodę FRA można również wykorzystać do potwierdzania stwierdzonych za pomocą innych metod diagnostycznych usterek, które wiążą się ze zmianami pojemności lub indukcyjności układu części aktywnej. Należą do nich uszkodzenia rdzenia bądź niepoprawne mocowanie uziemień rdzenia lub ekranów. Ostatnio podejmuje się także badania nad wykorzystaniem metody FRA do określenia interakcji transformatorów z systemem energetycznym [3, 5].

NORMALIZACJA

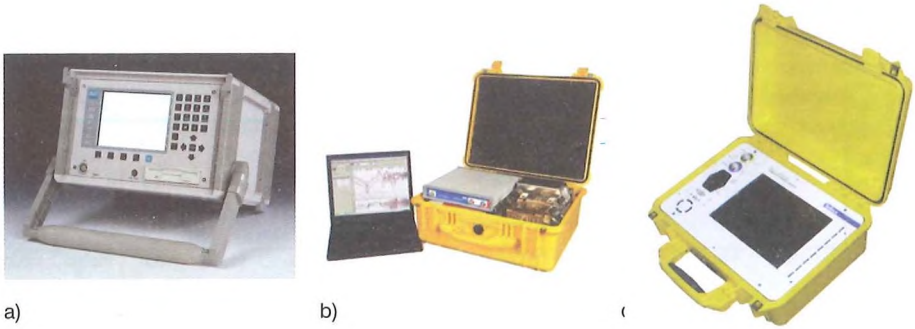
W chwili obecnej istnieje tylko jeden wprowadzony standard dotyczący metody FRA, opracowany w Chinach, który opisuje metodykę analizy porównawczej między przebiegami. Opiera się ona na podziale zakresu częstotliwościowego na przedziały i matematycznym wyliczeniu różnic między przebiegami w każdym z nich. W zależności od zakresu i skali różnic wystawiana jest odpowiednia ocena liczbowa. System ten wykorzystano w oprogramowaniu niektórych aparatów dostępnych na rynku.

W Europie i Ameryce trwały prace odpowiednich grup roboczych przy CIGRE (A2.26) oraz IEEE, które miały na celu określenie wytycznych do późniejszej standaryzacji tej metody diagnostycznej. Grupa robocza A2.26 przy CIGRE opublikowała w 2007 roku raport [3] rekomendujący stosowanie odpowiednich procedur, aparatów i układów pomiarowych oraz opisujący metody analizy wyników pomiarów. W wyniku tych prac w pomiarach FRA przyjęto do ogólnego stosowania metodę SFRA (Swept FRA) oraz dokonano pewnej standaryzacji układów pomiarowych, co pozwoliło na opracowanie mierników o zbliżonych właściwościach, przedstawionych poniżej.

WSPÓŁCZESNE MIERNIKI FRA

Obecnie produkowanych jest kilka urządzeń pomiarowych pracujących systemie SFRA. Niektóre z nich doczekały się już nowszych ulepszonych wersji. Do najważniejszych aparatów i producentów można zaliczyć:

Omicron FRAnalyzer (prod. austriackiej),
Tettex FRA 5310 (prod. szwajcarskiej),
Doble serii 5000 (5200, 5300, 5400, prod. USA),
Traftek firmy B&C (prod. węgierskiej),
FRAX – 101 firmy PAX Diagnostics (prod. Szwedzkiej).



a) b) c

Rys. 7.2. Rejestratory FRA: a) Traftek, b) FRAnalyzer, c) FRA 5310

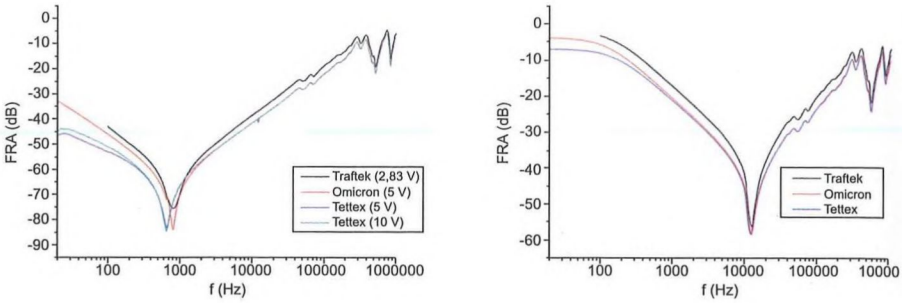
Autor przeprowadził testy porównawcze trzech mierników: Franalyzer, FRA 5310 oraz Traftek (Rys. 7.2). Porównanie przedstawionych powyżej systemów pomiarowych wykonano poprzez zarejestrowanie przebiegów FRA na tym samym obiekcie, w tych samych konfiguracjach pomiarowych. Był nim transformator 1000 kVA, 15/0,4 kV. Dodatkowo rejestratory Traftek i FRAnalyzer przetestowano na transformatorze blokowym 250kV/15,75 kV, 270 MVA.

Na rysunku 7.3 przedstawiono zarejestrowane przebiegi FRA dla uzwojenia napięcia górnego, przy uzwojeniu napięcia dolnego rozwartym oraz zwartym i uziemionym transformatora 1000 kVA, 15/0,4 kV.

Na obecnym etapie rozwoju metody FRA ocena przebiegów polega głównie na ich wizualnym porównywaniu, dla obiektywnego pomiaru wszystkie aparaty powinny dać taką samą odpowiedź uzwojenia, jednak na wykresach możemy zaobserwować pewne różnice dla rejestracji wykonanych poszczególnymi przyrządami. Pierwszą z nich jest przesunięcie przebiegów zmierzonych miernikiem Traftek w górę (kolor czarny). Przesunięcie to, czyli zmiana tłumienia, wynika z zastosowania w tym rejestratorze kabla o impedancji 75Ω, podczas gdy w pozostałych urządzeniach wynosiła ona 50Ω.

Tablica 7.1. Zestawienie najważniejszych parametrów rejestratorów FRA poddanych testom

Rejestrator	**Napięcie pomiarowe**	**Impedancja kabla pomiarowego**	**Kable pomiarowe**
Traftek (B&C Diagnostics)	2,83 V	75 Ω	standardowe (pomiar w mierniku)
FRAnalyzer (Omikron)	5 V	50 Ω	standardowe (pomiar w mierniku)
FRA 5310 (Tettex)	1-12 V	50 Ω/1 MΩ	z sondami pomiarowymi (pomiar w sondach)



Rys. 7.3. Rejestracje FRA wykonane trzema miernikami dla uzwojenia napięcia górnego przy uzwojeniu napięcia dolnego rozwartym (po lewej) oraz zwartym i uziemionym (po prawej)

Tłumienie oraz chwilową wartość funkcji przenoszenia w pomiarach FRA definiuje się w postaci:

$$FRA(dB) = 20 \log \frac{U_2}{U_1} \tag{7.1}$$

gdzie: U_1 – napięcie na wejściu uzwojenia,
U_2 – napięcie na końcu uzwojenia.

Po przekształceniach iloraz napięć na końcu i początku uzwojenia można zapisać w postaci:

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{J \cdot Z_{kabla}}{U_1} = \frac{\dfrac{U_1}{Z_{kabla} + Z_{obiektu}} \cdot Z_{kabla}}{U_1} = \frac{Z_{kabla}}{Z_{kabla} + Z_{obiektu}} \tag{7.2}$$

Wprowadzając poprawkę na wartość tłumienia spowodowaną różną impedancją kabla pomiarowego:

$$\Delta FRA = 20 \log X \tag{7.3}$$

wartość tłumienia funkcji przenoszenia dla systemów pomiarowych o różnych impedancjach kabli można zapisać w postaci:

$$20 \log \frac{Z_{kabla\,1}}{Z_{kabla\,1} + Z_{obiektu}} = 20 \log \frac{Z_{kabla\,2}}{Z_{kabla\,2} + Z_{obiektu}} + 20 \log X \tag{7.4}$$

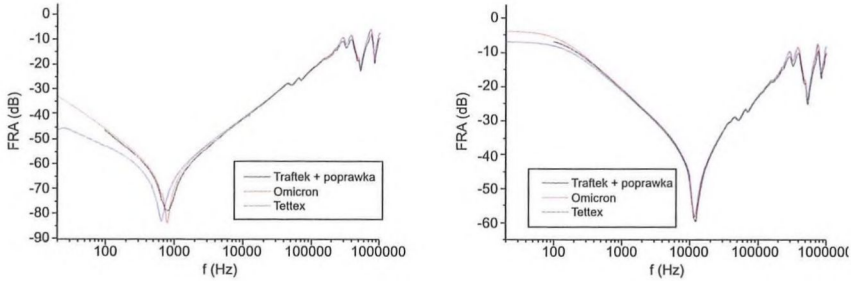
$$X = \frac{Z_{kabla\,1}}{Z_{kabla\,1} + Z_{obiektu}} \times \frac{Z_{kabla\,2} + Z_{obiektu}}{Z_{kabla\,2}} = \frac{Z_{kabla\,1}}{Z_{kabla\,2}} \times \frac{Z_{kabla\,2} + Z_{obiektu}}{Z_{kabla\,1} + Z_{obiektu}} \tag{7.5}$$

Dla realnych wartości impedancji uzwojeń transformatorów mocy można przyjąć, że impedancja kabli pomiarowych jest wielokrotnie mniejsza niż obiektu. Zatem równanie (7.5) można uprościć do postaci:

$$\Delta FRA = 20 \log \frac{Z_{kabla\,1}}{Z_{kabla\,2}} \tag{7.6}$$

Uwzględniając rzeczywiste wartości impedancji stosowanych kabli pomiarowych wynoszące 50Ω oraz 75Ω, otrzymamy wartość poprawki ΔFRA = 3,52dB, którą należy uwzględnić w przypadku porównywania funkcji przejścia FRA zmierzonej przyrządami wyposażonymi w kable pomiarowe o wymienionych powyżej impedancjach falowych.

Przykład zastosowania poprawki do rzeczywistych pomiarów pokazano na rysunku 7.4.



Rys. 7.4. Krzywe FRA z rys. 7.3 po uwzględnieniu poprawki 3,52 dB

Można zauważyć, że różnice w tłumieniu odpowiedzi występują tylko wokół lokalnych ekstremów krzywych FRA. W punktach tych dla kabli o większej impedancji rośnie tłumienie rezonansu. Oczywiście jest to spowodowane tym, iż wartości impedancji rezonansowej uzwojenia transformatora mogą niewiele odbiegać od impedancji kabli pomiarowych. Należy spodziewać się, że różnice mogą być również zależne od geometrii uzwojenia.

Zatem przy porównawczej ocenie krzywych zarejestrowanych miernikami wyposażonymi w kable o różnych impedancjach falowych oprócz prostego stosowania poprawki FRA należy również uwzględnić fakt wpływu geometrii na wartości tłumienia w punktach rezonansu. Jest to bardzo ważne, gdyż jak to będzie omówione w dalszej części, odkształcenia uzwojeń wpływają m.in. na impedancję obiektu w punktach rezonansu.

Drugą widoczną różnicą w przebiegach rejestrowanych trzema testowanymi przyrządami jest przesunięcie się częstotliwości rezonansowych w pomiarach wykonanych miernikiem Tettex w zakresie małych częstotliwości. Przesunięcie to jest widoczne tylko w obszarze częstotliwości typowych dla dominującego wpływu obwodu magnetycznego (do 1 kHz), w przypadku gdy rejestracja została wykonana przy otwartym uzwojeniu wtórnym. W przeciwieństwie do pozostałych systemów, w których pomiar wykonywany jest w mierniku za pomocą kabli, w przyrządzie Tettex zastosowano sondy pomiarowe ze skupioną dużą impedancją, a sygnał do miernika przesyłany jest w postaci cyfrowej. Tym samym w zakresie niskich częstotliwości może zmienić się nie tylko tłumienie, ale również częstotliwość rezonansowa całego układu pomiarowego.

Zwykle rejestracje FRA w transformatorach wykonywane są okresowo co kilka lub kilkanaście lat. W międzyczasie może znacznie ulec zmianie konstrukcja mierników oraz sposób rejestracji. Widać to chociażby na omówionym przykładzie rejestratorów z kablami o impedancji 50 lub 75Ω oraz rozwiązaniem opartym na aktywnych sondach z przetwornikami analogowo-cyfrowymi. Dlatego bezpośrednie porównanie funkcji przenoszenia zarejestrowanych za pomocą różnych przyrządów może prowadzić do błędnej diagnozy stanu

uzwojenia, zwłaszcza że niektóre publikacje podają, iż różnice w tłumieniu przekraczające 3 dB należy interpretować jako symptom pojawienia się odkształcenia. Dlatego dla każdej rejestracji FRA powinno się określać nie tylko układ pomiarowy, ale również model i typ miernika oraz jego cechy, co w przyszłości może być bardzo pomocne przy prawidłowym interpretowaniu charakterystyk FRA.

Inne rejestratory FRA dostępne na rynku mają podobne parametry, przykładowo urządzenie firmy Doble serii M 5000 charakteryzuje się napięciem 20V, a pomiar wykonywany jest za pomocą standardowych kabli o impedancji 50Ω. Podobne parametry ma szwedzki przyrząd FRAX. Niektóre z opisywanych aparatów zawierają w sobie jednostkę PC, stanowiąc w pełni niezależne systemy rejestrująco-analizujące, z kolei inne wymagają zewnętrznego komputera z odpowiednim oprogramowaniem, co przy zasilaniu bateryjnym i zastosowaniu komputerów przenośnych upraszcza wykonywanie pomiarów w warunkach eksploatacyjnych.

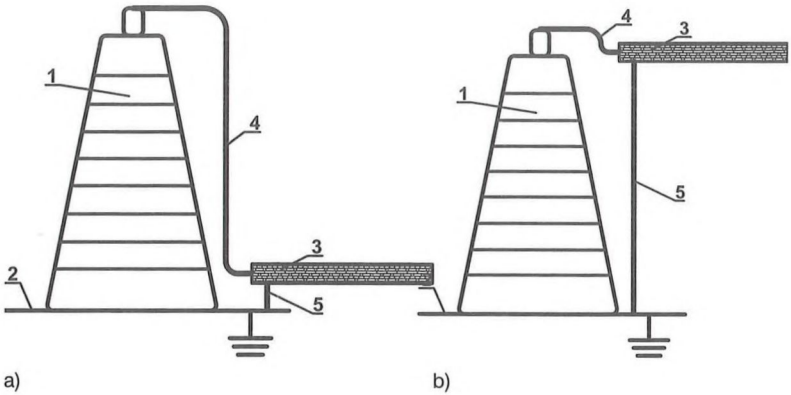
PARAMETRY WPŁYWAJĄCE NA POPRAWNOŚĆ WYKONYWANIA REJESTRACJI

Publikacja CIGRE [3] rekomenduje stosowanie trójprzewodowego systemu pomiarowego. W układzie tym na wejściu uzwojenia stosuje się dwa przewody: jeden służy do podawania sygnału na uzwojenie, natomiast za pomocą drugiego jest on rejestrowany w mierniku. Trzeci przewód przekazuje odpowiedź uzwojenia po jego drugiej stronie do rejestratora. Zastosowanie takiego układu pomiarowego pozwala uniknąć błędów spowodowanych wpływem ułożenia przewodów na kształt odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia. Należy przy tym nadmienić, że większość współczesnych aparatów pomiarowych wyposażonych jest w taki zestaw przewodów pomiarowych. Bardzo ważne jest także odpowiednie uziemianie ekranów przewodów. Stosowany w mierniku FRAnalyzer sposób pomiaru odbiega nieco od rekomendowanego przez CIGRE układu. Zastosowanie aktywnych sond pomiarowych z jednej strony eliminuje wpływ przewodów pomiarowych na rejestrowane charakterystyki, co jest niewątpliwą zaletą, ale z drugiej strony wprowadza pewną niekompatybilność w stosunku do pomiarów wykonywanych innymi miernikami.

Wraz z rozwojem pomiarów FRA dąży się do ujednolicenia układów pomiarowych w jakich wykonuje się rejestracje odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń. Do tej pory panowała w tym względzie duża dowolność, jednak pierwsze pojawiające się standardy starają się zunifikować sposób wykonywania pomiarów. Najczęściej stosowaną metodą pomiarową jest podanie sygnału na jeden koniec uzwojenia i jego rejestracja na drugim końcu tego samego uzwojenia. Niekiedy stosuje się metodę pomiaru polegającą na podaniu sygnału na jedno uzwojenie oraz rejestrację jego odpowiedzi generowanej przez inne uzwojenie tej samej fazy. Osobnym zagadnieniem jest natomiast konfiguracja uzwojeń nie uczestniczących aktywnie w procesie rejestracji krzywych. W tym przypadku, z reguły stosuje się zasadę podwójnej rejestracji charakterystyk FRA przy zwartych i rozwartych uzwojeniach nie uczestniczących bezpośrednio w pomiarze.

Przy podłączaniu przewodów pomiarowych do przepustów i uziemianiu ich ekranów istnieją dwie możliwości. Pierwsza to podłączenie ekranu przewodu na jego zakończeniu bezpośrednio do uziemienia na podstawie przepustu izolacyjnego, a z tego punktu przyłączenie dodatkowego przewodu pomiarowego do wyprowadzenia z uzwojenia w górnej części przepustu. Drugie rozwiązanie to podłączenie kabla pomiarowego do górnej części przepustu i uziemienie ekranu poprzez podłączenie dodatkowego przewodu do podstawy

przepustu. Praktykuje się raczej to drugie rozwiązanie, gdyż kabel pomiarowy ma wtedy zawsze takie same parametry [3].



Rys. 7.5. Podłączenie przewodów pomiarowych do przepustów i uziemienie ekranów:
a)nieprawidłowe, z krótkim odcinkiem uziemienia ekranu,
b)prawidłowe, z krótkim odcinkiem żyły pomiarowej,
1 – izolator przepustowy, 2 – uziemiona kadź, 3 – ekran kabla pomiarowego,
4 – żyła pomiarowa, 5 – uziemienie ekranu

Z kolei do uziemienia ekranów kabli powinno się zastosować się płaską linkę o szerokości min. 20 mm, która powinna być poprowadzona możliwie krótką drogą do zacisku uziemiającego u podstawy przepustu [3].

Wszystkie zaciski powinny tworzyć dobre połączenia. Zanieczyszczone powierzchnie wyprowadzeń przepustów lub zacisków uziemiających powinno się uprzednio oczyścić.

Bardzo ważne jest wykonywanie pomiarów w takim samym układzie jak dla pomiaru referencyjnego (np. sprzed pewnego okresu czasu). Zwrócić należy uwagę na położenie przełącznika zaczepów, układ w jakim się mierzy (jakie uzwojenie, czy wtórne zwarte itp.), impedancję przewodów, jak i sam rodzaj zastosowanego przyrządu oraz jego parametry. Oczywiście transformator powinien być odłączony od wszelkich zbędnych przewodów i zacisków. Na wyniki rejestracji FRA zasadniczy wpływ ma układ pomiarowy. Aby interpretacja wyników była jednoznaczna konieczne jest opisywanie każdego pomiaru przez podanie zacisków pomiarowych (na który podawane jest napięcie i na którym wykonywany jest pomiar odpowiedzi częstotliwościowej) oraz przez opisanie konfiguracji wszystkich zacisków nie biorących udziału w pomiarze – które są razem zwarte i czy są uziemione.

Pomiary wykonuje się na transformatorach w stanie gotowym do pracy, czyli wypełnionych olejem, z zamontowanymi przepustami i przełącznikiem zaczepów, aby możliwe było porównanie takich wyników jako referencyjnych dla późniejszych pomiarów. Wyjątkiem jest pomiar mający na celu sprawdzenie stanu mechanicznego części aktywnej transformatora po transporcie, gdy porównywane są dwie rejestracje transformatora bez oleju i części osprzętu. Wyniki takie należy oznaczyć odpowiednim komentarzem.

Urządzenia pomiarowe powinny być zdolne do przeprowadzenia rejestracji odpowiedzi częstotliwościowej w odpowiednim zakresie częstotliwości i tłumienia amplitudy. W kształcie charakterystyk FRA wyróżnić można charakterystyczny pierwszy rezonans szeregowy, osiągający wartość około 90 dB przy pomiarze kablami o impedancji 50Ω. Z tego względu zakres rejestratora powinien umożliwiać rejestrowanie wartości tłumienia do co najmniej 100 dB. Aby sprawdzić powtarzalność pomiarów oraz wyznaczyć zakres częstotliwości w jakim ta powtarzalność jest osiągana dla danego miernika można przeprowadzić prosty test. Należy podłączy przyrząd pomiarowy do badanego uzwojenia i wykonać pomiar. Następnie całość należy zdemontować, po czym podłączyć ponownie i powtórzyć pomiar. Porównanie wyników pozwoli określić zakresy częstotliwości w jakich uzyskiwana jest powtarzalność wyników. Największe zmiany wystąpić mogą w zakresie wysokich częstotliwości oraz w niskich częstotliwościach. Najważniejszy zakres odpowiadający za geometrię uzwojeń powinien pozostać taki sam.

W części systemów pomiarowych wprowadzono gotowe algorytmy oparte na prostej analizie matematycznej, pomagające porównać różnice między krzywymi. Problemem może być kompatybilność zapisu danych w postaci cyfrowej. Wg wytycznych CIGRE każde urządzenie powinno mieć opcję eksportu i importu danych w uniwersalnym formacie, np. .txt lub .xfra – specjalnie opracowanym przez grupę roboczą przy CIGRE na potrzeby swobodnej wymiany danych i ich porównywania. Jednak nie wszystkie urządzenia dysponują taką opcją, konieczne jest wtedy dodatkowa obróbka danych i stosowanie dodatkowych programów inżynierskich do analizy danych pomiarowych zarejestrowanych różnymi przyrządami. Użytkownik transformatora nie jest w stanie przewidzieć jakim miernikiem dokonywane będą pomiary za 10 czy 20 lat, dlatego ważne jest, by pomiary referencyjne przechowywać w takim ogólnodostępnym formacie.

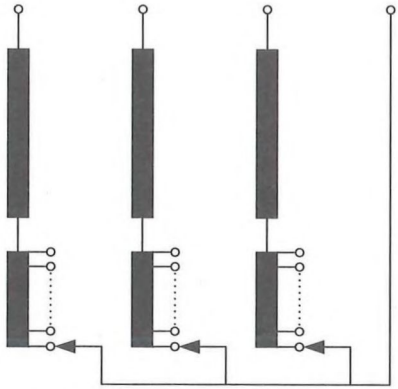
Korzystając z możliwości regulacji napięcia pomiarowego w mierniku FRA 5310 sprawdzono wpływ jego wartości na rejestrowane przebiegi. Okazało się, że wpływ ten jest znikomy i przejawia się w nielicznych przypadkach minimalną zmianą tłumienia rezonansów. Po uwzględnieniu faktu, że różnice dla pomiarów przy różnych napięciach są zdecydowanie mniejsze niż różnice wynikające z przeprowadzania rejestracji różnymi przyrządami, wpływ napięcia pomiarowego można pominąć [6]. Oczywiście wartość napięcia pomiarowego należy jednoznacznie zaznaczyć przy rejestracji. Zmiany wynikające z zastosowania innych wartości napięcia pomiarowego byłyby większe dla większych wartości tego napięcia, np. rzędu kilowoltów, jednak obecnie praktykuje się pomiary niskonapięciowe.

Na rejestracje FRA ma także wpływ poprawne podłączenie mierników. Przykładowo odwrócenie zacisków przyrządu pomiarowego (napięciowego i pomiarowego) podłączonych do badanego obiektu może prowadzić do błędów w pomiarach, zwłaszcza przypadku występowania niesymetrycznych uszkodzeń.

Kolejnym problemem jest sposób i jakość uziemienia zwartego uzwojenia wtórnego. W niektórych przypadkach ten czynnik ma wpływ na rejestrację FRA uzwojenia pierwotnego [6]. W zakresie niskich częstotliwości mogą wystąpić błędy rejestracji spowodowane magnetyzmem szczątkowym rdzenia. Natomiast w wysokich częstotliwościach ujawnia się oddziaływanie jakości podłączenia zacisków pomiarowych. Wyraźne różnice w przebiegach FRA dla całego spektrum częstotliwości występują dla transformatora napełnionego olejem i bez oleju w kadzi. Ten fakt należy obowiązkowo uwzględnić przy sporządzaniu wzorcowej charakterystyki FRA w czasie prób odbiorczych.

UKŁADY POMIAROWE

Większość transformatorów dystrybucyjnych wyposażona jest w uzwojenie regulacyjne. Dlatego zaleca się przeprowadzanie pomiarów FRA z uwzględnieniem właśnie tego uzwojenia, przy czym przełącznik zaczepów należy tak ustawić, by włączyć całe uzwojenie regulacyjne w szereg z uzwojeniem badanym. Dzięki temu możliwe będzie również wykrycie deformacji w tym uzwojeniu (Rys. 7.6).

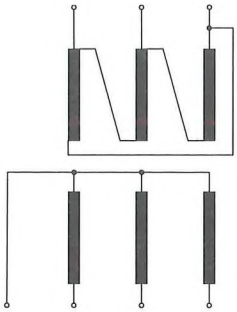


Rys. 7.6. Zasada pomiaru FRA w transformatorach z uzwojeniami regulacyjnymi

Oczywiście optymalnie byłoby wykonywać pomiary we wszelkich możliwych kombinacjach połączeń, jednak zazwyczaj czas przeznaczony na całą diagnostykę transformatora, a tym samym na diagnostykę FRA jest ograniczony. Trzeba się wtedy ograniczyć do najważniejszych pomiarów, odzwierciedlających stan wszystkich uzwojeń. W pierwszej kolejności należy więc wykonać pomiary dla poszczególnych uzwojeń wszystkich faz, dla strony wysokiej w dwóch konfiguracjach uzwojeń strony niskiej – rozwartego i zwartego. W dalszej kolejności można wykonać pomiary międzyuzwojeniowe (pojemnościowe i indukcyjne) [3].

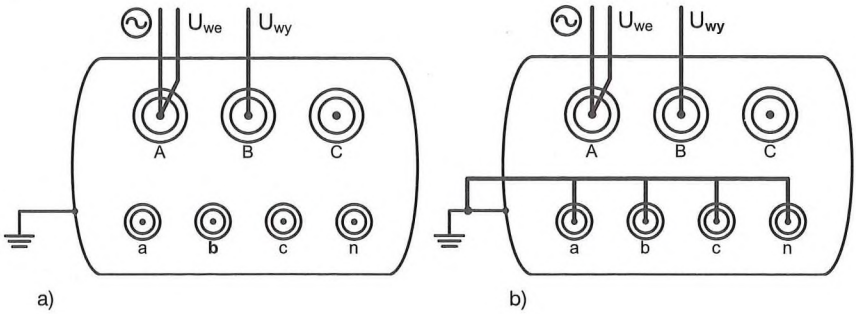
W przypadku gdy dostępne są pomiary referencyjne, wykonywane badanie należy dostosować do układów pomiarowych zarejestrowanych wcześniej, by móc je następnie porównać.

Na rysunkach 7.8 – 7.10 przedstawiono schematy podstawowych konfiguracji pomiarowych dla przykładowego transformatora energetycznego, którego uzwojenie górnego napięcia połączone jest w trójkąt, zaś dolnego w gwiazdę (rys. 7.7).



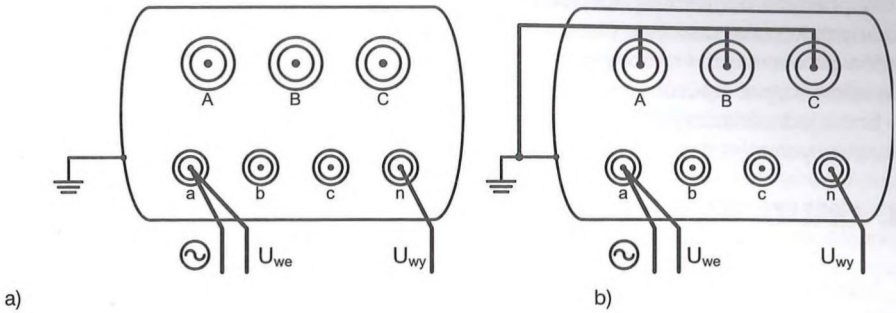
Rys. 7.7. Układ połączeń omawianego transformatora

Na rys. 7.8 przedstawiony jest trójprzewodowy układ kabli pomiarowych, na który składają się kabel podający sygnał (~), kabel rejestrujący sygnał napięciowy na wejściu uzwojenia (U_{we}) oraz kabel rejestrujący sygnał na wyjściu uzwojenia (U_{wy}). Ekrany kabli domyślnie połączone są najkrótszą drogą z najbliższym punktem uziemiającym na kadzi transformatora. W pierwszej kolejności wykonywane są pomiary dla poszczególnych uzwojeń strony górnej. Aby zmierzyć odpowiedź pojedynczego uzwojenia przy jego połączeniu w trójkąt, pomiar należy wykonywać między kolejnymi wyprowadzeniami faz. Czyli będą to kolejno A-B, B-C, C-A. Rejestracje należy wykonać dla wszystkich trzech wariantów najpierw dla strony niskiej rozwartej (Rys. 7.8 a), a następnie zwartej (Rys. 7.8 b). Pamiętać należy o jak najkrótszym i pewnym połączeniu zwieranych izolatorów przepustowych. Dodatkowo zaleca się często praktykowane uziemienie zwartych połączeń, co w większości przypadków nie powinno wpłynąć na zmiany w wynikach pomiarów.



Rys. 7.8. Układ połączeń przy pomiarze uzwojenia połączonego w trójkąt, przy stronie przeciwnej rozwartej (a) oraz zwartej i uziemionej (b)

Na rysunku 7.9 przedstawiono układ połączeń przy pomiarach uzwojenia połączonego w gwiazdę. W tym przypadku aby zmierzyć odpowiedź pojedynczego uzwojenia pomiar należy wykonać pomiędzy izolatorem przepustowym fazowym a wyprowadzeniem punktu neutralnego tego uzwojenia. Podobnie jak poprzednio strona przeciwna może być rozwarta (Rys. 7.9a) lub zwarta i uziemiona (Rys. 7.9 b).

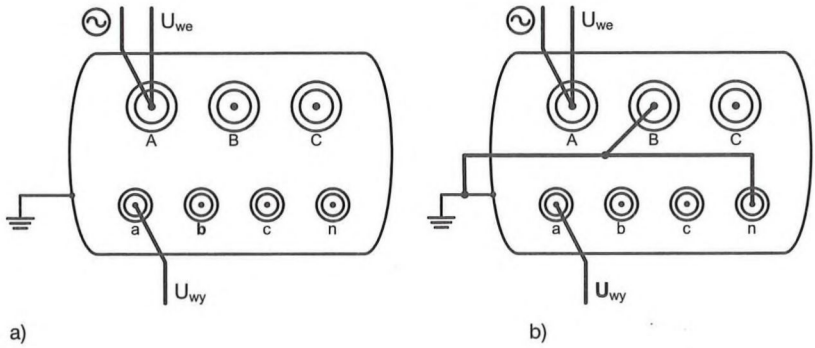


Rys. 7.9. Układ połączeń przy pomiarze uzwojenia połączonego w gwiazdę, przy stronie przeciwnej rozwartej (a) oraz zwartej i uziemionej (b)

Razem wykonanych zostanie więc 12 pomiarów – po 6 dla strony wysokiej i niskiej, z uwzględnieniem trzech faz i zwierania strony przeciwnej.

Dodatkowo wykonuje się czasami pomiary odpowiedzi międzyuzwojeniowej, zwłaszcza w przypadkach widocznych różnic w przebiegach dla poprzednich rejestracji, co może ułatwić dalszą analizę.

W takim przypadku pomiar dokonywany jest pomiędzy wyprowadzeniami górnego i dolnego uzwojenia tej samej fazy. W pierwszym wariancie pomiar dokonywany jest dla pozostałych wyprowadzeń rozwartych – jest to tzw. pomiar międzyuzwojeniowej odpowiedzi pojemnościowej (Rys. 7.10a). Drugi wariant uwzględnia dodatkowo uziemienie drugich końców obu uzwojeń, by uzyskać odpowiedź międzyzwojową indukcyjną (Rys. 7.10b). Należy zwrócić uwagę na uziemienie odpowiedniego wyprowadzenia dla każdego uzwojenia, w zależności od układu połączenia wewnątrz transformatora. Dla uzwojenia łączonego w trójkąt będzie to zacisk na odpowiednim wyjściu fazowym, dla uzwojenia łączonego w gwiazdę będzie to zacisk punktu neutralnego.



Rys. 7.10. Układ połączeń przy pomiarze międzyuzwojeniowej odpowiedzi częstotliwościowej pojemnościowej (a) oraz indukcyjnej (b) dla uzwojenia górnego połączonego w trójkąt, a uzwojenia dolnego w gwiazdę

W praktyce pomiarowej spotkać można różne podejścia, np. dotyczące uziemiania zwieranych końców uzwojeń, dlatego tak ważne jest dokładne opisywanie stosowanych układów pomiarowych i wykonywanie pomiarów do analizy w takich samych układach jak dane referencyjne. Sposób podłączania zależy często od przyzwyczajenia diagnosty, co przy braku jednoznacznych wytycznych normalizacyjnych wprowadza dużą różnorodność wykonywanych rejestracji FRA.

7.4. ANALIZA WYNIKÓW POMIARÓW FRA

Niezwykle istotna dla późniejszych analiz jest archiwizacja danych pomiarowych w postaci cyfrowej. Sam wydruk charakterystyki na papierze lub tylko opis słowny nie będzie przydatny w późniejszych analizach porównawczych bądź matematycznych.

PORÓWNYWANIE KRZYWYCH

Podstawową metodą analizy danych pomiarowych odpowiedzi częstotliwościowej jest porównywanie przebiegów pomiędzy sobą. Rejestracje najczęściej przedstawia się jako wykres amplitudy tłumienia (w dB) w funkcji częstotliwości pomiarowej (w Hz). Uzupełnieniem tego jest wykres zmian kąta fazowego (w stopniach) w zależności od częstotliwości. Wartości na obu osiach mogą być przedstawione liniowo bądź też logarytmicznie, ale zazwyczaj stosuje się układ logarytmiczny, przedstawiający najważniejsze zmiany krzywej w szerokim zakresie częstotliwości.

Najczęściej zarejestrowane przebiegi porównuje się na trzy sposoby: odnosi się je do wcześniejszych rejestracji (porównanie w czasie), porównuje się charakterystyki pomiędzy fazami danej jednostki lub pomiędzy jednostkami bliźniaczymi.

Pierwszy sposób analizy jest najpewniejszy, pozwala bowiem bezpośrednio odnieść się do odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia we wcześniejszym – znanym – stanie technicznym. Przy założeniu poprawności wykonania pomiaru i zastosowania tego samego przyrządu pomiarowego, wszystkie zmiany w rejestracjach wynikać będą ze zmian geometrii uzwojenia lub właściwości poszczególnych części składowych transformatora (np. oleju, bądź stanu połączeń). Jeśli stosowane jest inne urządzenie pomiarowe, które nie zostało bezpośrednio porównane z aparatem wykorzystanym do poprzednich pomiarów i nie znamy tym samym rozbieżności generowanych przez zmianę systemu pomiarowego, należy być ostrożnym w interpretacjach, gdyż pewne różnice mogą powstać właśnie z tego powodu. Niestety w zdecydowanej większości transformatory do których adresowana jest metoda FRA, czyli jednostki 20-30 letnie i starsze, nie mają zarejestrowanych przebiegów z wcześniejszej eksploatacji lub fabrycznych. Z tego względu stosuje się kolejne warianty analizy.

Drugim podejściem do analizy jest porównywanie odpowiedzi poszczególnych faz danej jednostki. Podejście to jest poprawne przy założeniu symetryczności konstrukcyjnej części aktywnej transformatora. Zazwyczaj odpowiedzi są bardzo zbliżone lub w większości zakresu częstotliwości takie same dla faz skrajnych. Faza środkowa charakteryzuje się różnicami w niskich zakresach częstotliwości mierzonego przebiegu na które wpływ ma obwód magnetyczny. Również zakresy wysokich częstotliwości w porównywaniu trzech faz mogą wykazywać pewne różnice. Jednak odpowiedź faz w częstotliwościach odpowie-

dzialnych za odkształcenia uzwojeń są zazwyczaj zbliżone, choć trafiają się takie konstrukcje transformatorów, dla których widoczne są wyraźne różnice dla wszystkich trzech faz.

Porównywanie pomiędzy fazami można optymalnie stosować po sprawdzeniu naturalnych różnic w odpowiedzi każdej z nich np. na jednostce bliźniaczej lub innej tego samego typu, tak by wynikiem analizy FRA było określenie tylko ewentualnych deformacji.

Trzecim sposobem odnoszenia do siebie przebiegów jest porównywanie między jednostkami bliźniaczymi. Jeśli dwa transformatory o identycznej konstrukcji (potwierdzonej np. kolejnymi numerami seryjnymi) pracują w parze i mają taką samą historię eksploatacji, remontów bądź modernizacji, możliwe jest porównanie odpowiedzi ich poszczególnych faz między sobą. Jednak jakakolwiek modernizacja tylko jednej z takich jednostek lub okresowa różnica w historii eksploatacji może wpłynąć na różnice w przebiegach. W takim przypadku analiza bez uwzględnienia tych różnic może prowadzić do błędnych wniosków.

ANALIZA OPARTA NA METODACH OBLICZENIOWYCH

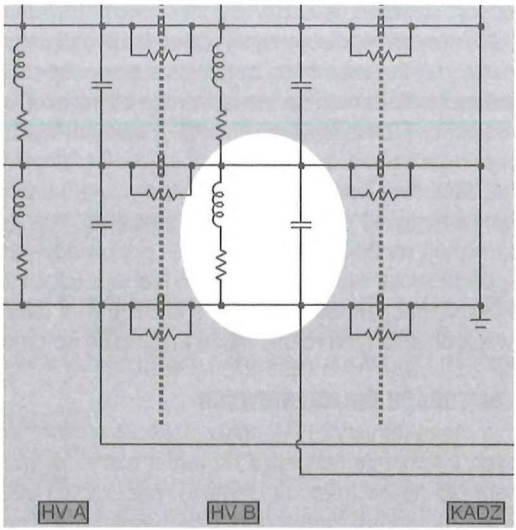
Do porównywania charakterystyk FRA coraz częściej stosuje się szereg metod matematycznych, dających informację ilościową na temat różnic w przebiegach, jakkolwiek tylko jedną z nich znormalizowano (metoda chińska). W Europie i USA podejmuje się próby takiej analizy różnymi metodami, do tej pory bez normalizacji. Podstawowym ich założeniem jest otrzymanie jednoznacznych wskaźników ilościowych dających odpowiedź na pytanie o stan mechaniczny uzwojeń.

Do metod takich zaliczyć można m.in. [3, 7]:
- systemy eksperckie,
- sztuczne sieci neuronowe,
- klasyfikatory logiki rozmytej (Fuzzy Logic),
- klasyfikatory Bayes'owskie,
- analizę amplitudowo-fazową.

MODELOWANIE

Intensywnie rozwijanym obecnie kierunkiem rozwoju metody FRA jest matematyczne modelowanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatorów. Może być ono przydatne w przypadku, gdy nie dysponuje się danymi referencyjnymi z pomiarów. Dodatkowo poprzez modelowanie możliwe jest zaobserwowanie wpływu poszczególnych defektów i ich skali na kształt krzywej FRA. Modelowanie zazwyczaj opiera się na przyjęciu skończonej liczby elementów zastępczych (R, L, C) i wyliczeniu ich wartości na podstawie rzeczywistych wymiarów geometrycznych uzwojenia i właściwości materiałów. Na obecnym etapie rozwoju metody otrzymuje się porównywalną odpowiedź układu do odpowiedzi rzeczywistego uzwojenia tylko w wąskich zakresach częstotliwości bądź dla prostych konstrukcji, np. dla pojedynczych uzwojeń.

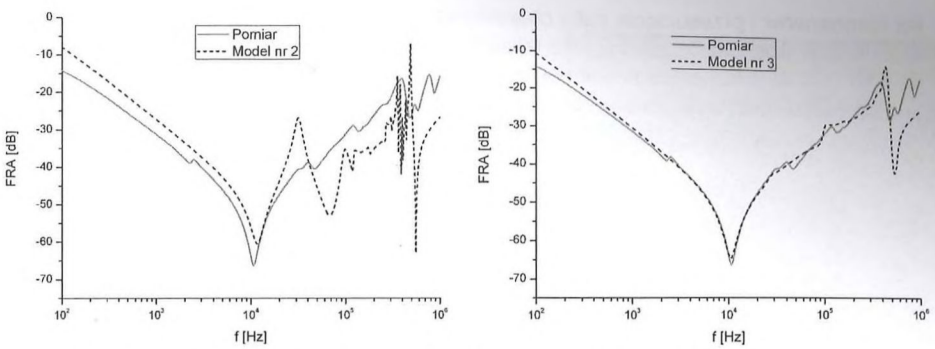
Wydaje się natomiast, że stworzenie modelu wiernie odwzorowującego przebieg obiektu rzeczywistego w całym spektrum częstotliwości umożliwi w dalszej perspektywie zamodelowanie różnych odkształceń takiego uzwojenia, a co za tym idzie – zmian w rejestrowanych przebiegach odpowiedzi częstotliwościowej. Dopasowanie odpowiedzi uszkodzonego uzwojenia do przebiegu z takiego uzwojenia rzeczywistego da informację o tym jak poważne jest to uszkodzenie i czy taka jednostka może dalej pracować. W dalszej perspektywie możliwe będzie w niektórych przypadkach dokładne określenie miejsca uszkodzenia mechanicznego uzwojenia.



Rys. 7.11. Fragment modelu matematycznego uzwojeń transformatora z wyróżnionym podstawowym układem RLC

Należy przy tym zwrócić uwagę na to, że układ połączeń w czasie wykonywania pomiarów oraz przy modelowaniu powinien być tożsamy. W przeciwnym razie należy spodziewać się dużych niezgodności, a ostatecznie fałszywej interpretacji. Zasadę konstruowania schematu zastępczego na potrzeby modelowania matematycznego przedstawiono na rysunku 7.11 w postaci układu elementów RLC odzwierciedlających fragment uzwojenia transformatora, z wyróżnieniem podstawowego szeregowego elementu zastępczego RLC. W zależności od liczby elementów RLC, a zatem od stopnia podziału uzwojenia na elementy skończone możliwe jest uzyskanie odpowiedniej dokładności modelu. Większa dokładność wiąże się oczywiście z koniecznością większego zapotrzebowania na moc obliczeniową komputera. Układ połączeń elementów schematu zastępczego z jednej strony odwzorowuje układ połączeń elektrycznych w rzeczywistym obiekcie, z drugiej strony zaś pojemności i indukcyjności własne uzwojeń (szeregowe) oraz międzyuzwojeniowe (równoległe). Nie bez znaczenia są także sprzężenia pomiędzy poszczególnymi indukcyjnościami cewek oraz pojemności między uzwojeniami skrajnymi a kadzią bądź rdzeniem.

Mimo, że indukcyjne sprzężenia między elementami mają zasadniczy wpływ na kształt odpowiedzi częstotliwościowej, to jednak uwzględnienie rozbudowanego ich układu znacznie komplikuje model. Przykładowo, podział uzwojenia transformatora na dziesięć szeregowych obwodów RLC oraz cztery warstwy (po dwie dla uzwojenia pierwotnego i wtórnego) wprowadza do modelu 40 skupionych elementów L odwzorowujących indukcyjności własne uzwojeń, co wymaga przyjęcia min. ponad 300 dodatkowych elementów związanych ze sprzężeniami magnetycznymi [8]. Dlatego też stosowanie bardzo złożonych modeli staje się zasadne dopiero po dobrej zgodności modelu uproszczonego, gdy poprawność modelowania zostaje zweryfikowana i gdy istnieje potrzeba modelowania lokalnych odkształceń, czyli zmian w parametrach elektrycznych schematu zastępczego (rys. 7.12).



Rys. 7.12. Porównanie przebiegów FRA pochodzących z kolejnych wersji modelu oraz z pomiaru na obiekcie rzeczywistym

Kolejnym problemem, który warunkuje poprawne modelowanie jest konieczność odwzorowania rzeczywistych zjawisk oraz właściwości fizycznych układu transformatora. Dotyczy to przede wszystkim wpływu częstotliwości oraz warunków pomiaru na przenikalność magnetyczną rdzenia transformatora oraz pojemność układu izolacyjnego [2].

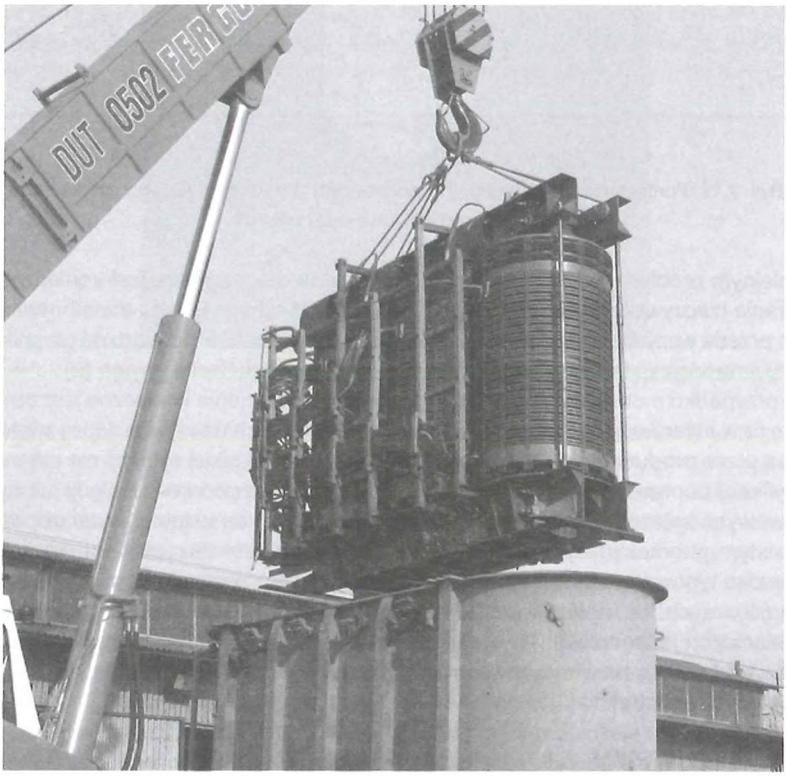
W przypadku modelowania zamkniętego w kadzi uzwojenia konieczne jest odwołanie się do jego wymiarów geometrycznych zapisanych w kartach uzwojenia, które zwykle załączane są przez producenta do paszportu transformatora. W takiej sytuacji nie ma możliwości weryfikacji poprawności dostarczonych danych, co może generować błędy już na etapie podstawowych założeń modelu, gdyż nie zawsze dane z kart katalogowych odpowiadają rzeczywistym geometrycznym wymiarom jednostki. Problem ten pojawia się zwłaszcza w przypadku typów transformatorów produkowanych na przestrzeni lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku, w których zwykle wprowadzano drobne modyfikacje. Poza tym w starszych jednostkach – a do takich adresowana jest metoda diagnostyczna FRA – izolacja była przewymiarowywana ze względu na zróżnicowaną jakość materiałów dostarczanych do ich konstrukcji [9].

KONTROLOWANA DEFORMACJA

Uzupełnieniem i weryfikacją matematycznego modelowania funkcji odpowiedzi uzwojeń jest wykonywanie pomiarów na obiektach rzeczywistych w warunkach kontrolowanej deformacji. Umożliwiają one określenie zmian w charakterystykach FRA spowodowanych określonym rodzajem odkształcenia.

Ponieważ pomiary FRA przy kontrolowanej deformacji stwarzają dobrą perspektywę na szybkie opracowanie jakościowych deskryptorów oceny stanu mechanicznego uzwojeń, w dalszej części omówione zostaną wybrane przykłady ilustrujące związek między rodzajem odkształcenia a odpowiedzią uzwojenia. Prezentowane badania wykonano na trójfazowym transformatorze 16 MVA (Rys. 7.13). Ponieważ część aktywną transformatora wyciągnięto z kadzi, podkreślić należy, że badania przeprowadzano na jednostce bez izolatorów przepustowych i bez oleju. Brak przepustów wpływa na zmiany w zakresie częstotliwości bliskich 1 MHz i wyższych. Z kolei brak oleju ma wpływ na kształt całej charakterystyki, zmiana ε_r z 1 na 2,2 wpłynie na zmianę wszystkich pojemności, a tym samym zmianę częstotliwo-

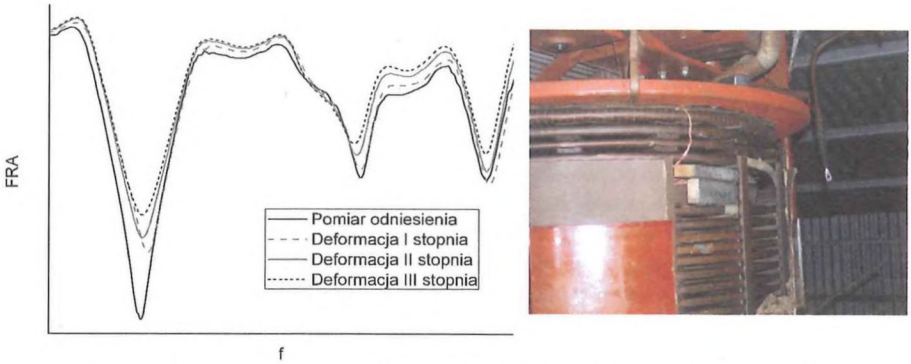
ści rezonansów i przesunięcie całej charakterystyki w lewo oraz lokalne wygładzenie tych rezonansów. Nie bez znaczenia jest także wpływ braku kadzi w czasie pomiarów, a tym samym brak ekranu i pojemności między uzwojeniami a kadzią. W omawianym przypadku transformator miał odłączony przełącznik zaczepów, tak więc jego uzwojenia regulacyjne nie były galwanicznie połączone z pozostałymi uzwojeniami [10].



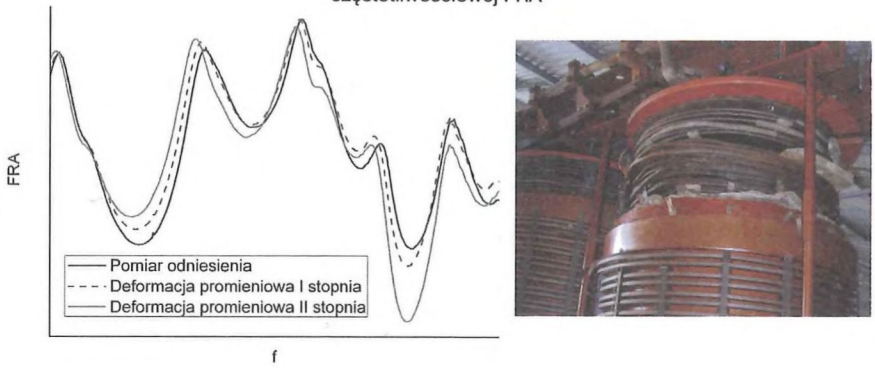
Rys. 7.13. Część aktywna badanego transformatora w trakcie wyciągania z kadzi

Pierwszym przykładem jest wykonanie prób deformacji poosiowej. Odkształcenie takie polega na unoszeniu wzdłuż osi stopniowo zwiększanej liczby zwojów o kolejne odstępy. Otrzymano w ten sposób zbiór krzywych, dla których dało się zaobserwować pewne charakterystyczne punkty i zakresy, w których występowały zmiany w przebiegach. Zmiany te rejestrowane dla kolejnych, coraz większych odkształceń, układają się w kolejności, co potwierdza poprawne zidentyfikowanie obszarów charakterystycznych dla tego typu deformacji. Na rys. 7.14 przedstawiono przykładowe dane pomiarowe.

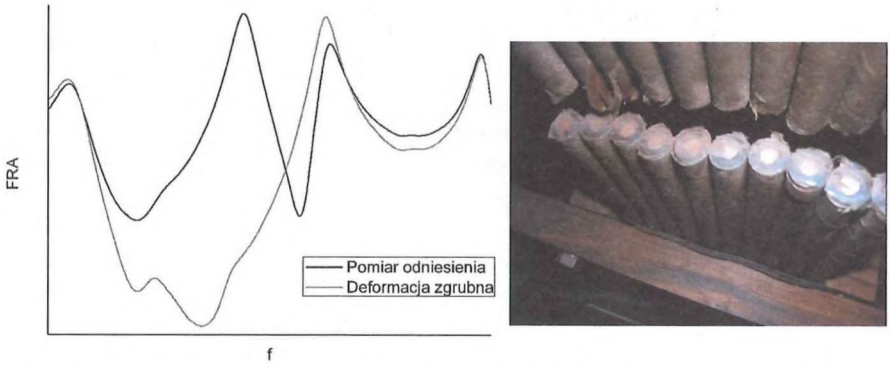
Drugim przykładem są deformacje promieniowe, polegające na odgięciu części zwojów i zaburzeniu symetrii przekroju uzwojenia. Ich rezultatem jest przesunięcie charakterystyki w określonych zakresach częstotliwości połączone ze zmianami w tłumieniu lokalnych rezonansów (rys. 7.15).



Rys. 7.14. Kontrolowane deformacje poosiowe uzwojenia i zmiany w jego odpowiedzi częstotliwościowej FRA



Rys. 7.15. Kontrolowane deformacje promieniowe uzwojenia i zmiany w jego odpowiedzi częstotliwościowej FRA



Rys. 7.16. Kontrolowane przerwanie fragmentu uzwojenia i zmiany w jego odpowiedzi częstotliwościowej FRA

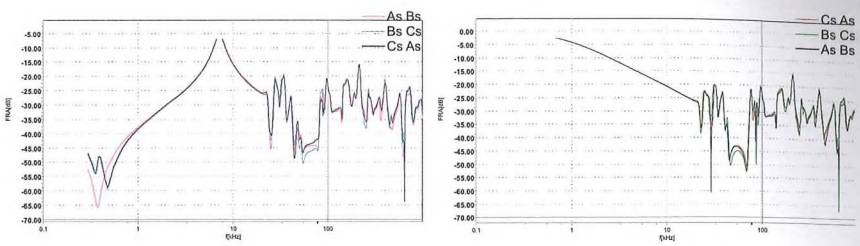
Trzeci przykład (rys. 7.16) ukazuje wpływ deformacji polegającej na uszkodzeniu fragmentu uzwojenia regulacyjnego. Widoczny jest wyraźny wpływ na charakterystykę odpowiedzi częstotliwościowej i to pomimo tego, że uszkodzone uzwojenie nie było galwanicznie połączone z uzwojeniem badanym. Wpływ ten wynika tylko ze sprzężeń indukcyjnych i pojemnościowych.

Badania deformacyjne pozwalają w praktyczny sposób określić zakresy częstotliwości charakterystyk FRA odpowiadające za:

- obwód magnetyczny (100 Hz – 10 kHz). Zakres ten obrazuje wpływ oddziaływania obwodu magnetycznego, najlepiej jest widoczny przy porównaniu rejestracji przy uzwojeniu wtórnym zwartym i rozwartym w czasie pomiaru;
- zgrubną geometrię (>10 kHz). Na podstawie analizy tego fragmentu można diagnozować zwarcia międzyzwojowe, uszkodzenia uzwojenia regulacyjnego, czy też problemy z przełącznikiem zaczepów. Problemy takie łatwo potwierdzić innymi metodami diagnostycznymi (np. rezystancja uzwojeń itd.);
- odkształcenia uzwojeń (kilkaset kHz). W tym zakresie pojawia się przesunięcie rezonansów wynikające ze zmiany pojemności międzyzwojowych i międzyuzwojeniowych oraz zmiany w tłumieniu rezonansów szeregowych. Jest to zakres bezpośrednio związany z geometrią samych uzwojeń w badanym transformatorze;
- układ przyłączeń i wyprowadzeń (ok. 1 MHz i wyżej). Wpływ na przebieg w tym zakresie ma geometria wyprowadzeń i przyłączenia do przełącznika zaczepów, obecność i rodzaj izolatorów przepustowych i inne czynniki, także wynikające ze specyfiki układu pomiarowego i zastosowanego rejestratora FRA.

7.5. PRZYKŁADY REJESTRACJI

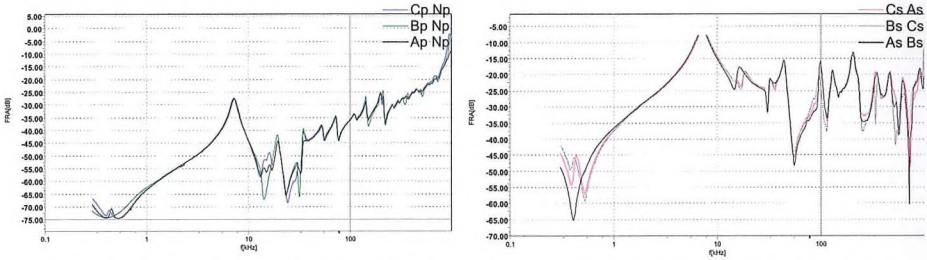
Na rysunkach 7.17-7.21 zaprezentowano przykładowe funkcje przenoszenia uzwojeń transformatorów eksploatowanych w Polsce. Pierwszy przykład ukazuje różnice w zakresie niskich częstotliwości przy pomiarze strony dolnego napięcia transformatora, połączonej w trójkąt, wynikające ze zwarcia strony wysokiego napięcia (rys. 7.17a-b). Dodatkowo przy pomiarze ze stroną górną otwartą uwidaczniają się różnice pomiędzy fazami w niskich częstotliwościach związane z niesymetryczną budową transformatora – faza środkowa ma inny rozpływ strumienia magnetycznego niż fazy skrajne. Jest to zjawisko typowe i nie świadczy o odkształceniu uzwojenia. Przebiegi lekko różnią się także w trzeciej części wykresu (między 10, a 100 kHz), jednak ich charakter i skala nie wynikają z uszkodzenia uzwojenia, a z różnic w konstrukcji pomiędzy fazami.



a) b)

Rys. 7.17. Funkcje przenoszenia uzwojenia DN transformatora 110/22/6,6 kV, 25 MVA przy otwartym (a) i zwartym (b) uzwojeniu GN

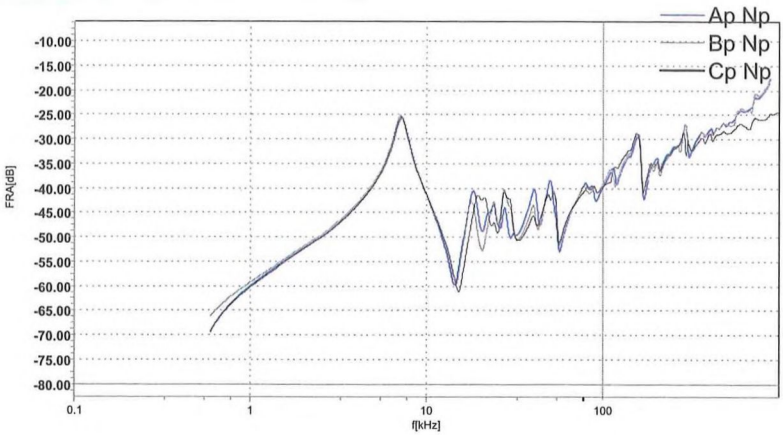
Kolejny przykład (rys. 7.18) przedstawia rejestracje charakteryzujące się przesunięciem rezonansów i zmianą ich amplitudy w zakresie ok. 20 kHz. Zmiany te występują zarówno dla uzwojenia strony górnej, jak i dolnej i mają podobny charakter, co sugeruje, że problem nie leży w tych uzwojeniach. Takie zmiany w rejestracjach spowodowane być mogą np. odkształceniem lub zwarciem uzwojenia regulacyjnego (lub ew. problemem w przełączniku zaczepów). W takim przypadku, o ile nie dysponuje się wcześniejszymi rejestracjami do porównania, wskazane byłoby wykonać pomiary na jednostce o takiej samej konstrukcji lub chociaż sprawdzenie czy rezystancja uzwojeń nie uległa zmianie. Jest także możliwość, że zmiany te są charakterystyczne dla danej konstrukcji transformatora. Na tym przykładzie widać jak ważne jest doświadczenie diagnosty analizującego zarejestrowane funkcje przenoszenia.



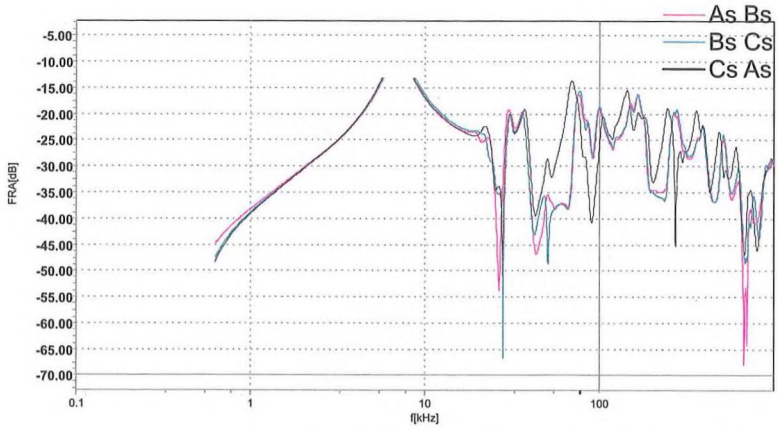
Rys. 7.18. Funkcje przenoszenia uzwojenia GN (a) i DN (b) przy otwartych stronach przeciwnych transformatora 115/16,5 kV, 16 MVA

Trzeci przykład prezentuje ewidentny problem z uzwojeniem strony niskiego napięcia. Dla rejestracji wykonanej po stronie górnego napięcia zmiany w zakresie kluczowych częstotliwości są niewielkie (rys. 7.19), zaś dla strony dolnego napięcia zaobserwować można znaczące różnice w przebiegach między 30-300 kHz (rys. 7.20-21). Ich charakter świadczy o różnicach w kształcie uzwojeń, a tym samym mechanicznym odkształceniu. Niestety na obecnym etapie rozwoju metody FRA nie jest możliwe jednoznaczne określenie czy zamiany takie wymuszają natychmiastowe wyłączenie transformatora, czy tez np. ograniczenie

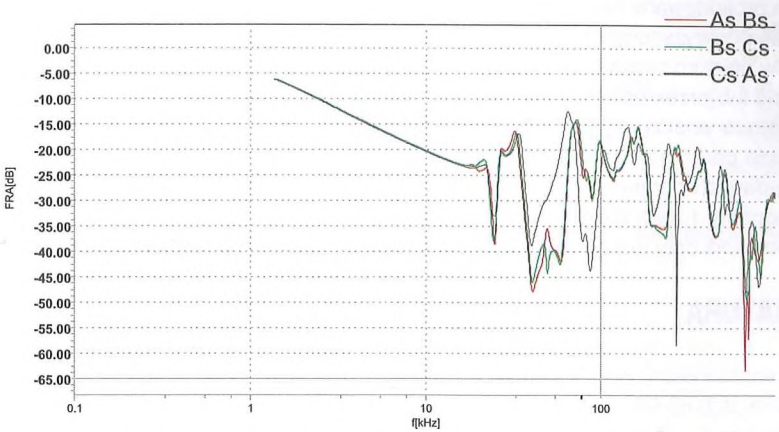
mocy i zaplanowanie do remontu w przeciągu kilku miesięcy. W zależności od możliwości remontowych i wielkości eksploatowanej populacji transformatorów oraz ich ważności dla systemu decyzję taką podejmuje się indywidualnie.



Rys. 7.19. Funkcja przenoszenia uzwojenia GN przy otwartym uzwojeniu DN transformatora 115 kV, 25 MVA



Rys. 7.20. Funkcja przenoszenia uzwojenia DN przy otwartym uzwojeniu GN transformatora 115 kV, 25 MVA



Rys. 7.21. Funkcja przenoszenia uzwojenia DN przy zwartym uzwojeniu GN transformatora 115 kV, 25 MVA

7.6. PERSPEKTYWY ROZWOJU METODY FRA

Metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatorów w celu oceny ich stanu mechanicznego może być już zaliczona do grupy badań diagnostycznych umożliwiających kompleksową ocenę stanu technicznego transformatorów. Co prawda nie doczekała się jeszcze standaryzacji, jednak prace nad tym trwają i wkrótce pojawią się normy, zarówno europejskie, jak i przy IEEE. Metoda FRA jest też coraz szerzej wdrażana w Polsce. Na obecnym etapie zaawansowania metody (prace grupy roboczej A2 WG26, CIGRE) [3] dokonano jedynie jej standaryzacji i zidentyfikowano warunki procedury pomiarowej, które pozwalają na zadowalającą powtarzalność. Opracowano również zasady kompatybilności pomiarów wykonywanych miernikami różnego typu.

Dodatkowe zyski wynikają z faktu uniknięcia katastrofalnej awarii skutkującej koniecznością wymiany jednostki. W przeważającej ilości przypadków awaria katastrofalna transformatora kończy się jego złomowaniem lub gruntownym remontem i modernizacją. Obecnie koszt nowego transformatora WN średniej mocy kształtuje się w granicach 1,3 – 1,7 mln zł, natomiast koszt przezwojenia sięga 500 tys. zł [11]. Dodatkowe koszty związane z awarią katastrofalną dotyczą jej skutków pośrednich tj. kosztów wymiany transformatora, gaszenia pożaru, dekontaminacji skażonego terenu, uszkodzenia wyposażenia elektrycznego i infrastruktury stacji, a także utraty przychodów związanych z przerwą w ciągłości zasilania oraz ewentualnych odszkodowań z tytułu strat produkcyjnych poniesionych przez dużych odbiorców [1]. W rezultacie, w zależności od miejsca zainstalowania transformatora koszty pośrednie usunięcia awarii mogą wahać się od 20.000 zł do nawet kilkunastu milionów złotych. Według danych wiodących polskich spółek dystrybucyjnych, awarii katastrofalnej ulega rocznie około 0,8% populacji transformatorów. W przeważającej części awarie te wymagają wymiany transformatora połączonej z remontem części aktywnej uszkodzonej jednostki. Metoda FRA przeznaczona jest głównie do oceny jednostek starszych, o długoletniej eksploatacji,

których projektowany nominalny czas życia technicznego dobiegł końca, zatem jednostki o znacznie podwyższonym ryzyku wystąpienia awarii katastrofalnej. Należy przy tym nadmienić, że w polskim systemie elektroenergetycznym ok. 50% transformatorów średnich mocy zbliża się lub przekroczyło projektowany czas życia.

Metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń jest ustawicznie rozwijana, zwłaszcza parametryzacja oceny jej wyników. Spodziewa się, że w najbliższej przyszłości analiza danych pomiarowych zostanie usprawniona, zautomatyzowana. Pojawią się gotowe algorytmy i wypracowana zostanie metodyka analizy. Najprawdopodobniej schemat postępowania przy ocenie wyników zostanie znormalizowany i zunifikowany.

LITERATURA

[1] Transformatory w eksploatacji, praca zbiorowa pod red. dr hab. inż. Jana Subocza, ISBN 978-83-924464-0-8, Energo-Complex, 2007,

[2] Bjerkan E.: High Frequency Modelling of Power Transformers, Doctoral Thesis, Trondheim, May 2005,

[3] Mechanical-Condition Assessment Of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA). Opracowanie CIGRE Working Group A2.26, 2007,

[4] Sharafi D.: Manufacturing Defect in a Group of Western Power Transformers, Diagnostic Measurement on Power Transformers, Omicron Workshop, Feldkirch, Austria, 2008,

[5] Jayasinghe J.A.S.B, Wang Z.D., Darwin A.W., Jarman P.N.: Practical Issues in Making FRA Measurements on Power Transformers, XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, China, August 2005, G-013,

[6] Banaszak Sz.: Praktyczne aspekty diagnostyki odkształceń uzwojeń transformatorów metodą analizy ich odpowiedzi częstotliwościowej (FRA), Pomiary Automatyka Kontrola nr 10/2008, vol. 54, str. 720-722,

[7] Wimmer R., Tenbohlen S., Kraetge A., Krueger M., Christian J., Heindl M.: Development of Algorithms to Assess the FRA, XVth International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, August 2007, T7-522,

[8] Banaszak Sz.: Modelowanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatora, IX Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć IW-2008, Będlewo, czerwiec 2008, Przegląd Elektrotechniczny 10/2008, s. 124-127,

[9] Tenbohlen S., Wimmer R., Feser K., Kraetge A., Krueger M., Christian J.: The influence of connection and grounding technique on the repeatability of FRA-results, XVth International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, August 2007, T7-522,

[10] Banaszak Sz., Szrot M.: Pomiary odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatora w warunkach kontrolowanej deformacji, IX Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć IW-2008, Będlewo, czerwiec 2008, Przegląd Elektrotechniczny 10/2008, s. 128-131,

[11] Malewski R., Subocz J., Szrot M., Płowucha J., Zaleski R.: Podstawy oceny opłacalności modernizacji transformatorów, Energetyka, 12, (2006), s. 884-891.

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI I INFORMATYKI

INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI Politechnika Opolska

POLITECHNIKA OPOLSKA

ul. Prószkowska 76, budynek 2, 45-758 Opole
tel. (077) 400 05 71, fax. (077) 400 05 73, http://kenerg.po.opole.pl,
e-mail:kenerg@po.opole.pl, mlech@po.opole.pl

Instytut Elektroenergetyki kształci w następujących dziedzinach:

- automatyka zabezpieczeniowa,
- diagnostyka układów izolacyjnych,
- gospodarka elektroenergetyczna,
- informatyka w elektroenergetyce,
- materiałoznawstwo elektryczne,
- sieci i systemy elektroenergetyczne,
- systemy ekspertowe,
- sieci neuronowe,
- logika rozmyta,
- technika wysokich napięć,
- urządzenia elektroenergetyczne

Katedra Wysokich Napięć

Działalność naukowo-badawcza Katedry prowadzona jest głównie w zakresie diagnostyki wysokonapięciowych układów izolacyjnych urządzeń elektroenergetycznych. W szczególności prace skupione są nad doskonaleniem metody emisji akustycznej oraz metody spektrofotometrii optycznej w zastosowaniu do określenia stopnia zagrożenia przez wyładowania elektryczne układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych. Głównym celem realizowanych badań jest zaadoptowanie metody emisji akustycznej do pomiarów on-line wykonywanych w czasie normalnej pracy urządzeń bez konieczności ich wyłączenia i uwzględnienia jej jako normy przy badaniach diagnostycznych transformatorów.

Katedra Systemów, Sieci i Urządzeń Elektrycznych

W ramach działalności naukowo-badawczej prowadzone są prace z zakresu planowania pracy i eksploatacji systemów elektroenergetycznych oraz ich rozwoju. Szczególnie prowadzi się prace z zakresu jakości energii elektrycznej w powiązaniu z funkcjonowaniem przedsiębiorstw na rynku energii. Ponadto prowadzi się prace z zakresu zachowań przedsiębiorstw i gmin w warunkach urynkowienia gospodarki energetycznej oraz efektywno-ści użytkowania energii. Inne prowadzone kierunki badań to automatyka i zabezpieczenie elektroenergetyczne oraz badanie urządzeń elektroenergetycznych w zakresie oddziaływań cieplnych i dynamicznych.

Katedra Inżynierii Materiałowej i Elektrycznej

W ramach działalności naukowo - badawczej prowadzone są prace nad zjawiskiem wpływu różnych czynników (temperatura, wilgotność, zmiany starzeniowe) na własności dielektryków uwarstwionych. Obecnie badania te koncentrują się nad wykorzystaniem zjawiska napięcia powrotnego (metoda RVM), do oceny wpływu tych czynników na czas eksploatacji układów izolacyjnych papierowo-olejowych. Drugi kierunek badań związany jest z zagrożeniami izolacji transformatorów energetycznych wywołanych elektryzacją statyczną. W szczególności badane są mechanizmy generacji ładunków elektrostatycznych przy przepływie olejów izolacyjnych oraz wpływ różnych czynników na te zjawiska, takich jak stopień zestarzenia, składu chemicznego, wilgotności itp.

Instytut Elektroenergetyki jest organizatorem Konferencji Naukowo-Technicznej „POMIARY I DIAGNOSTYKA W ELEKTROENERGETYCE - PiDwE'08", Karlova Studanka, Republika Czeska 14-17 października 2008

Przekazujemy w Państwa ręce II tom serii „Eksploatacja Transformatorów Energetycznych" , który jest konsekwentną realizacją naszych obietnic co do prezentowania najnowszej wiedzy w zakresie szeroko pojętej eksploatacji transformatorów. Podobnie jak w poprzednich publikacjach, tak i w tym tomie swoją wiedzą i doświadczeniami dzielą się specjaliści posiadający olbrzymią wiedzę oraz praktyczne doświadczenie dotyczące konstrukcji transformatora, jego diagnostyki i wspomagających obsługę systemów ekspertowych.

Mamy nadzieję, że omawiane w tym tomie zagadnienia będą dużą pomocą w rozwiązywaniu choćby części problemów dotyczących bieżącej eksploatacji transformatorów oraz planowania ich zakupów i remontów. Liczymy przy tym, że dzięki Państwa opiniom i wskazówkom będziemy mogli już wkrótce przystąpić do opracowywania i wydania kolejnego tomu serii „Eksploatacja Transformatorów Energetycznych".

Dr hab. inż. Jan Subocz

Przy udziale

POLITECHNIKA OPOLSKA

ENERGO-COMPLEX

Energo - Complex Sp. z o.o.
41-949 Piekary Śląskie, ul. Lotników 9
tel.fax (+48 32) 775 67 00, 775 67 02
tel. kom.+48 607 691 319, +48 607 691 317,
e-mail: energo-complex@energo-complex.pl
www.energo-complex.pl

978-83-924464-2-2

Wszelkie prawa zastrzeżone © Copyright by Energo - Complex