Eksploatacja transformatorów energetycznych

tom 1

październik 2007

EKSPLOATACJA TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

TOM I

pod redakcją dr hab. inż. Jana Subocza

PODSTAWY OPRACOWANIA SPECYFIKACJI TECHNICZNEJ TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

POMIARY POZIOMU DŹWIĘKU EMITOWANEGO PRZEZ TRANSFORMATORY ENERGETYCZNE

ENERGO-COMPLEX
Piekary Śląskie, 2007

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

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

Opiniodawcy:
Prof. dr hab. inż. Ryszard Malewski
Prof. dr hab. inż. Bolesław Tomczuk

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

©Copyright by Energo-Complex Sp. z o.o., Chorzów 2007
Energo-Complex Sp. z o.o.
ul. Prof. Olszewskiego 1, Chorzów

ISBN 978-83-924464-1-5

Eksploatacja transformatorów energetcznych

CZĘŚĆ I

Władysław Pewca

PODSTAWY OPRACOWANIA SPECYFIKACJI TECHNICZNEJ TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

SPIS TREŚCI

CZĘŚĆ PIERWSZA
PODSTAWY OPRACOWANIA SPECYFIKACJI
TECHNICZNEJ TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH 5

1. Wstęp 7
2. Warunki pracy transformatora 9
2.1. Warunki klimatyczne 9
2.2. Warunki środowiskowe i zasilania 10
2.3. Warunki zwarciowe 12
2.4. Koordynacja izolacji i przepięcia rezonansowe..... 14
2.5. Nietypowe warunki pracy 18
3. Dane znamionowe i inne definiujące zamawianą jednostkę 19
3.1. Opis rodzaju i wykonania transformatora 19
3.2. Miejsce i rodzaj regulacji 19
3.3. Częstotliwość znamionowa 22
3.4. Rodzaj chłodzenia 22
3.5. Moc znamionowa uzwojeń..... 23
3.6. Napięcie znamionowe uzwojeń 26
3.7. Maksymalny prąd zaczepowy 27
3.8. Najwyższe napięcie robocze 27
3.9. Dopuszczalna przewzbudzalność oraz/lub odchylenia od częstotliwości znamionowej 27
3.10. Znamionowe napięcie zwarcia 28
3.11. Straty jałowe i obciążeniowe 36
3.12. Prąd stanu jałowego 39
3.13. Symbol układu połączeń 40
3.14. Sposób uziemienia sieci 41
3.15. Wytrzymałość zwarciowa 41
3.16. Poziom izolacji uzwojeń 44
3.17. Poziom mocy akustycznej 53
3.18. Inne informacje dodatkowe 57
4. Wyposażenie 59
5. Próby 65
6. Transport i wymiary gabarytowe 69
6.1. Środki transportu kolejowego 70
6.2. Środki transportu drogowego 74
7. Przeciążalność 77
8. Przykładowa specyfikacja techniczna 85
9. Wykaz norm 91
10. Literatura 93
Załączniki 95
Załącznik A: Minimalizacja kapitalizowanych kosztów transformacji energii 95
Załącznik B: Procedura wyznaczania zastępczych strat obciążeniowych w transformatorze (autotransformatorze) trójuzwojeniowym 97

CZĘŚĆ DRUGA
POMIARY POZIOMU DŹWIĘKU EMITOWANEGO PRZEZ TRANSFORMATORY ENERGETYCZNE ... 101

1. Wstęp ... 103
2. Przyrządy pomiarowe ... 105
3. Metodyka wykonywania pomiarów ... 107
4. Wyznaczanie poziomu ciśnienia akustycznego otoczenia badanej jednostki (tła) ... 111
5. Obliczanie poziomu mocy akustycznej ... 113
6. Przykładowe wyniki pomiarów ... 115
7. Podsumowanie ... 117
8. Literatura ... 119

1. WSTĘP

Prezentowana w I części podręcznika tematyka skierowana jest przede wszystkim do użytkowników wysokonapięciowych olejowych transformatorów energetycznych średniej i dużej mocy. Porusza ona podstawowe zagadnienia dotyczące istotnych cech i parametrów technicznych transformatorów i autotransformatorów, które są niezbędne przy tworzeniu Specyfikacji Technicznej. W opisie metod i zasad sporządzania Specyfikacji oparto się na bogatym konstruktorskim, badawczym i eksploatacyjnym doświadczeniu autora, a także na wymaganiach norm polskich i IEC. Długoletnia praktyka autora w konstruowaniu transformatorów oraz wnioski wypływające z eksploatacji i diagnozowania stanu technicznego jednostek (Energo-Complex) pozwoliły na zamieszczenie wielu komentarzy do obowiązujących norm, co jak się wydaje, może być bardzo pomocne przy formułowaniu zapytani a ofertowego lub przy przygotowywaniu materiałów na zakup nowych czy też remontów eksploatowanych jednostek.

Książka w zasadzie nie obejmuje specyficznej problematyki transformatorów suchych oraz prostownikowych. Nie mniej jednak zamieszczone w niej kompedium podstawowych zasad i zależności może być również wykorzystane dla potrzeb tych jednostek specjalnych.

Przy omawianiu poszczególnych zagadnień autor szczególny nacisk położył na wyjaśnienie fizycznych zjawisk oraz problemów technicznych towarzyszących eksploatacji transformatorów w intencji wskazania na sposoby optymalnego doboru znamionowych parametrów transformatora do określonych warunków pracy.

2. WARUNKI PRACY TRANSFORMATORÓW

Kierując do producenta transformatorów zapytanie ofertowe lub dokonując ustaleń dotyczących wykonania określonej jednostki należy w Specyfikacji Technicznej – zgodnie z normą PN-EN 60076-1 – sprecyzować warunki pracy transformatora. Z tego powodu w dalszej części rozdziału omówione będą istotne sformułowania podane w powyższej normie, a w wybranych przypadkach, przedstawiona będzie rozszerzona ich interpretacja. W przypadkach, dla których norma jednoznacznie definiuje warunki pracy w Specyfikacji wystarczające jest bezpośrednie odwołanie do danej normy bez powtarzania podanych w niej sformułowań. Wówczas treści prezentowane w rozdziale mają za zadanie uzupełnienie informacji lub stanowią dodatkowy komentarz. Natomiast w przypadkach, gdy norma jednoznacznie nie zawiera precyzyjnych sformułowań przytoczone dane pochodzą z długoletniej praktyki przy projektowaniu i eksploatowaniu transformatorów i mogą być istotnymi czynnikami wspomagającymi wybór parametrów przy sporządzaniu zamówienia na transformator.

2.1. WARUNKI KLIMATYCZNE

Podane w normach PN-EN 60076 wymagania techniczne odnoszą się do następujących normalnych warunków:

- wysokość zainstalowania transformatora nie przekracza 1000 m n.p.m.,
- temperatura otaczającego powietrza, stanowiącego czynnik chłodzący przy chłodzeniu ONAN, ONAF, OFAF i ODAF, zawiera się w granicach –25 ^{o}C÷ +40 ^{o}C, a średniodobowa temperatura w najgorętszym miesiącu nie przekracza +30 ^{o}C oraz średnioroczna temperatura wynosi +20 ^{o}C,

<u>Uwaga:</u> *dla transformatorów suchych, pracujących najczęściej w pomieszczeniach zamkniętych, najniższa temperatura wynosi –5 ^{o}C, a temperatura maksymalna nie może przekraczać +40 ^{o}C. Dopuszczalne średnie wartości temperatury wynoszą odpowiednio: średniodobowa 30 ^{o}C i średnioroczna 20 ^{o}C. Jeżeli transformator jest w wykonaniu zewnętrznym temperaturę powietrza należy przyjmować analogiczne jak dla transformatorów olejowych.*

- temperatura wody chłodzącej na wlocie do chłodnicy, dla chłodzenia OFWF, wynosi +25 ^{o}C,

<u>Uwaga:</u> *w tym przypadku norma nie rozróżnia czy jest to temperatura średnioroczna, czy też maksymalna, co jak się wydaje wynika z dużej stabilizacji temperaturowej czynnika chłodzącego. Wodę do chłodzenia czerpie się zazwyczaj z dużych akwenów wodnych lub z chłodni kominowych, w których temperatura jest dość stabilna.*

Jeżeli warunki klimatyczne, w których pracować będzie transformator odpowiadają powyższym, zawartym w normie PN-EN 60076-1 wymaganiom, w Specyfikacji wystarczy powołanie się na nią, definiując jednak czy jest to jednostka w wykonaniu napowietrznym lub innym (wnętrzowym, do zamontowania np. w sztolni, itp.). Jeżeli jednak warunki są inne, to muszą one zostać podane przez zamawiającego, gdyż w tym przypadku konieczne są zmiany w konstrukcji transformatora. Wynikają one m.in. z następujących przyczyn:

- przy instalacji transformatora na wysokości większej niż 1000 m n.p.m daje o sobie znać zmiana gęstości powietrza, co wpływa na zmianę wytrzymałości elektrycznej izolacji napowietrznej oraz warunki chłodzenia naturalnego (AN) i wymuszonego (AF). W konsekwencji, zgodnie z normą PN-EN 60076-3, należy zwiększyć zewnętrzne odstępy izolacyjne w powietrzu o 1% na każde 100m powyżej 1000 m n.p.m.,

Uwaga: dla transformatorów suchych norma PN-IEC 726+A1 zaleca, aby w jednostkach dla transformatorów przeznaczonych do pracy na wysokościach 1000–3000 m n.p.m. napięcie probiercze w warunkach fabrycznych (położenie <1000 m n.p.m.) zwiększać o 6,25% na każde 500 m przekroczenia wartości 1000 m.

- jeżeli transformator jest przeznaczony do pracy na wysokości powyżej 1000 m n.p.m. to przy naturalnym chłodzeniu zewnętrznym (oznaczenie – AN) należy obniżyć dopuszczalny średni przyrost temperatury o *1 ^{o}C* na każde *400 m* powyżej*1000 m n.p.m*. Natomiast przy wymuszonym chłodzeniu zewnętrznym (oznaczenie – AF) przyjmuje się obniżenie przyrostu o *1 ^{o}C* na każde *250 m* powyżej*1000 m n.p.m.*

Uwaga: dla transformatorów suchych norma PN-IEC 726+A1 zaleca, aby wartości dopuszczalne przyrostów temperatur (tablica 4 tej normy) obniżać o 2,5% na każde 500 m dla chłodzenia AN i o 5% dla chłodzenia AF.

- w przypadku, gdy średnia temperatura dobowa lub średnia temperatura roczna przekracza wartość określoną przez PN-EN 60076-2 (odpowiednio *+30 ^{o}C* i *20 ^{o}C*) należy odpowiednio obniżyć podaną w punkcie 4.15 dopuszczalną temperaturę o wartość tego przekroczenia. Informacje te powinny być podane na tabliczce znamionowej transformatora.

Uwaga: dla transformatorów suchych przeznaczonych do pracy w temperaturze wyższej niż określona w PN-EN 60076-2, ale nie więcej niż 10 ^{o}C, norma PN-IEC 726+A1 zaleca, aby wartości dopuszczalne przyrostów temperatury (tablica 4) obniżyć odpowiednio o 5 ^{o}C, gdy przekroczenie jest nie większe niż 5 ^{o}C lub o 10 ^{o}C, gdy przekroczenie zawiera się w granicach 5÷10 ^{o}C.

Z powyższych danych wynika istotny dla praktyki eksploatacyjnej wniosek, że rzeczywista moc transformatora olejowego pracującego w nietypowych warunkach będzie się różnić od wartości nominalnej określonej dla warunków typowych (normatywnych).

2.2. WARUNKI ŚRODOWISKOWE I ZASILANIA

Długotrwała wytrzymałość napowietrznej izolacji przepustów transformatorowych silnie zależy od poziomu (strefy) zabrudzeń. Stąd norma PN-EN 60071.2 wprowadza cztery poziomy zabrudzeń (tablica 1), dla których określone są takie minimalne drogi upływu dla izolatorów przepustowych, aby zapewnić odpowiednią wytrzymałość elektryczną. Sposób pomiaru i definiowania poziomów zabrudzeń jest podany w normie IEC 815[1]).

Tablica 1. Poziomy zabrudzeń i minimalne dopuszczalne drogi upływu dla izolatorów (dane wg normy PN-EN 60071.2).

Poziom zabrudzeń	Przykłady typowych środowisk	Minimalna znamionowa droga upływu mm/kV[1)]
I Mały	– Obszary bez przemysłu i o małej gęstości zabudowy wyposażonej w instalacje grzewcze – Obszary o małej gęstości przemysłu lub budynków, ale o dużej częstości wiatrów i/lub deszczy – Obszary rolnicze[2)] – Obszary górskie – Wszystkie te obszary powinny być położone w odległości conajmniej 10 km do 20 km od morza i nie powinny być narażone na wiatry wiejące bezpośrednio od morza[3)]	16,0
II Średni	– Obszary z przemysłem nie wytwarzającym szczególnie zanieczyszczonych dymów i/lub o średniej gęstości zabudowy wyposażonej w instalacje grzewcze – Obszary o dużej gęstości zabudowy i/lub przemysłu lecz z częstymi wiatrami i/lub opadami deszczu – Obszary narażone na wiatry wiejące od morza lecz oddalone od wybrzeża nie mniej niż kilka kilometrów[3)]	20,0
III Intensywny	– Obszary o dużej gęstości przemysłu oraz przedmieścia dużych miast o dużej gęstości zabudowy wyposażonej w instalacje grzewcze zanieczyszczające atmosferę – Obszary w bliskości morza lub narażone na ciągłe silnie wiejące wiatry od morza[3)]	25,0
IV Bardzo intensywny	– Obszary niezbyt rozległe narażone na pyły przewodzące i na dymy przemysłowe tworzące szczególnie grube osady przewodzące – Obszary niezbyt rozległe bardzo bliskie wybrzeży morza i narażone na mgły morskie lub na silne zabrudzające wiatry od morza – Obszary pustynne charakteryzujące się długimi okresami opadów, narażone na silne wiatry niosące piasek i sól i narażone na regularną kondensację	31,0

UWAGA: niniejsza tablica może być stosowana jedynie dla szklanej i porcelanowej izolacji i nie ujmuje niektórych szczególnych przypadków środowiska takich jak śnieg i lód w strefach bardzo intensywnych zabrudzeń, bardzo intensywne deszcze, obszary suche itp.

[1)] Wg IEC 815 minimalna droga upływu izolatorów między fazą a ziemią odnosi się do najwyższego napięcia sieci (faza-faza)

[2)] Stosowanie nawozów przez rozpylanie lub wypalanie ściernisk może prowadzić do podwższenia poziomu zabrudzeń z powodu roznoszenia cząstek przez wiatr.

[3)] Odległości od wybrzeża morskiego zależą od jego topografii oraz od ekstremalnych parametrów wiatru.

Norma PN-EN 60076-1 ustosunkowuje się natomiast do zagrożeń sejsmicznych. Według podanych w niej sformułowań zagrożenia takie nie występują jeżeli poziom przyśpieszeń gruntu podczas wstrząsów (np. samoistne zjawiska drgań skorupy ziemskiej, tąpnięcia) jest mniejszy niż $2\ m/s^2$. Jeżeli przyspieszenia te w miejscu, w którym ma pracować transformator są równe lub większe od $2\ m/s^2$, to fakt ten powinien być uwzględniony w Specyfikacji i przy projektowaniu transformatora.

Zgodnie z punktem 1.2.1 normy PN-EN 60076-1 w normalnych warunkach pracy transformator winien być zasilany napięciem przemiennym o kształcie sinusoidalnym, co zwykle ma miejsce, gdy jednostka zasilana jest z sieci elektroenergetycznej. Wtedy rzeczywiste jałowe i obciążeniowe straty mocy są równe stratom pomierzonym przez producenta, które zapisane są Karcie Wyników Prób i umieszczone na tabliczce znamionowej.

Wzrost rzeczywistych strat w transformatorze może wystąpić w przypadku, gdy napięcie zasilające jest odkształcone i ma dużą zawartość harmonicznych. Problem ten dotyczy m.in. transformatorów zasilanych z obwodów, w którym pracują przekształtniki lub piece łukowe. W takich przypadkach przyjmuje się, że napięcie jest zbliżone do sinusoidalnego gdy współczynnik $THDU < 5\%$ oraz $THD < 1\%$ dla poszczególnych parzystych harmonicznych napięcia.

W przypadku transformatorów trójfazowych istotna jest również symetria zasilania. Jej brak powoduje wystąpienie asymetrii napięć po stronie wtórnej transformatora. Wpływa także na straty jałowe, obciążeniowe oraz prąd stanu jałowego. Norma PN-EN 60076-1 nie precyzuje jednak wymagań w tym zakresie.

2.3. WARUNKI ZWARCIOWE

Zgodnie z załącznikiem A („Informacje wymagane w zapytaniu ofertowym i zamówieniu”) do normy PN-EN 60076-1 oraz punktem 3.2 normy PN-EN 60076-5 – „Transformatory – część 5: wytrzymałość zwarciowa” przy przygotowaniu Specyfikacji Technicznej Transformatora w celu zapytania ofertowego lub danych przetargowych kierowanych do producenta należy m.in.:

- określić, dla których z możliwych zwarć (trójfazowe, dwufazowe, jednofazowe z ziemią i.t.p.) na zaciskach transformatora będzie gwarantowana wytrzymałość zwarciowa.
  Dotyczy to szczególnie transformatorów i autotransformatorów trójuzwojeniowych, z uzwojeniem wyrównawczym, transformatorów dodawczych, i blokowych, a także transformatorów połączonych bezpośrednio z innymi urządzeniami (np. dławikami) ograniczającymi prądy zwarcia. Zagadnienie to jest dość jednoznacznie zdefiniowane tylko w przypadku tradycyjnych dwuuzwojeniowych transformatorów sieciowych, w tym również regulacyjnych. W jednostkach tych największa moc zwarciowa występuje zwykle po stronie GN (*110 kV, 220 kV*), a największe zagrożenia prądowe, termiczne i dynamiczne mają miejsce przy zwarciu 3-fazowym na zaciskach DN. W przypadku, gdy są one zasilane po stronie GN z sieci o uziemionym punkcie zerowym, a punkt gwiazdowy GN transformatora również jest uziemiony, to znaczące zagrożenia mogą wystąpić także przy zwarciach jednofazowych z ziemią po stronie GN,
- określić moce zwarciowe sieci dołączonych do zacisków transformatora,
  W przypadku, gdy nie zostaną one podane, producent przyjmie moce zwarciowe podane w tablicy 2 normy PN-EN 60076-5. Należy przy tym zwrócić uwagę, że przy bezpośredniej współpracy transformatorów z maszynami wirującymi dużej mocy (np. silniki lub kom-

pensatory synchroniczne) stan zwarcia powoduje pracę generatorową tych urządzeń. Dlatego w Specyfikacji należy sprecyzować dane takich maszyn, a w tym również parametry rozruchowe,

- określić dopuszczalne czasy zwarć (względnie powołać się w tym zakresie na wymagania normy PN-EN 60076-5),
- określić stosunek reaktancji składowej zerowej do zgodnej (x0/x1) dla sieci dołączonych do zacisków transformatora, w których przewiduje się możliwość wystąpienia zwarć 1-fazowych,
- w przypadku transformatorów blokowych podać, czy są możliwe zwarcia po stronie DN, połączonej bezpośrednio z zaciskami generatora oraz czy należy brać pod uwagę zwarcia 1-fazowe z ziemią po stronie GN,

  Najczęściej bowiem zaciski DN transformatora są połączone szynoprzewodami z generatorem i przy odpowiedniej jego ochronie ziemnozwarciowej, zwarcia międzyfazowe (równoważne trójfazowym) na zaciskach praktycznie nie będą występowały. W takim przypadku najgroźniejsze dla transformatora będzie zwarcie jednofazowe po stronie GN, co wymaga jednak uziemionego punktu gwiazdowego. Również, sieć dołączona do tych zacisków musi mieć uziemiony punkt zerowy.
- sprecyzować – zgodnie z p.3.2.1.1 normy PN-EN 60076-5 - czy system zabezpieczeń transformatora blokowego dopuszcza wystąpienie niesynchronicznego załączenia bloku na sieć,

  Należy zauważyć, że przy takim załączeniu – szczególnie gdy następuje ono w momencie czasowym, w którym napięcie generatora i sieci są w przeciwfazie – zagrożenia elektrodynamiczne są większe niż przy zwarciu na zaciskach DN transformatora. Dość często w takich sytuacjach ulega uszkodzeniu transformator blokowy, a niekiedy również i generator [1-3]. Mimo, że podane w normie PN-EN 60076-5 sformułowanie sugeruje potrzebę uzgodnienia z producentem ewentualnych wymagań zwarciowych jednostek blokowych przy niesynchronicznym załączeniu, to należy zauważyć, że w Polsce brak jest danych eksperymentalnych dotyczących wytrzymałości dynamicznej w takich ekstremalnych warunkach. Powstaje też pytanie, czy jest ekonomicznie uzasadnione przystosowanie transformatorów na ekstremalne warunki zwarciowe, zamiast wprowadzenia skutecznych zabezpieczeń, które skutecznie eliminują niesynchroniczne załączenie bloku na sieć.
- w przypadku transformatorów o niskim napięciu zwarcia (niższym niż podane w/w normie PN-EN 60076-5 – tablica 1), względnie dla jednostek dodawczych zespołów regulacyjnych, konieczne jest uzgodnienie z producentem czy wykonanie transformatora w pełni wytrzymałego dynamicznie na wszystkie rodzaje zwarć (np. zwarcia między jednostką główną i dodawczą) jest technicznie realne lub czy jest ekonomicznie uzasadnione,

  Często w takich sytuacjach bardziej poprawnym technicznie oraz ekonomicznie jest zastosowanie ochrony połączeń zewnętrznych danego transformatora z innymi urządzeniami, która eliminuje najbardziej groźne przypadki zwarć (np. dławiki ograniczające prądy zwarcia),
- w przypadku transformatorów i autotransformatorów wielouzwojeniowych, wyposażonych w uzwojenie wyrównawcze lub pomocnicze o zredukowanej mocy, specyfikacja winna uwzględniać sugestie odbiorcy dotyczące wytrzymałości zwarciowej tego uzwojenia (np. eliminacja zwarć, ograniczenia prądów zwarciowych do wartości bezpiecznych, itp.),

- podać ewentualną możliwość pracy transformatora w sieci o dużej częstotliwości zwarć przy dużych prądach, co będzie zmuszało do pewnego przewymiarowania jednostki pod względem wytrzymałości dynamicznej.

Uwaga: zgodnie z wieloletnimi badaniami statystycznych [3], transformator w typowych warunkach może podlegać zwarciom nawet kilka razy w roku. Jednak występują one zwykle w takich chwilach czasowych, że prądy nie osiągają wartości ekstremalnych. Natomiast zwarcia z ekstremalnymi prądami mogą statystycznie wystąpić 2-3 razy w ciągu całego okresu eksploatacji transformatora.

- podać ewentualną możliwość wystąpienia zwarć na zaciskach transformatora przy pracy w stanie przewzbudzenia (niedowzbudzenie mniej groźne!),

Uwaga: sytuacja taka może wystąpić tylko w wyjątkowych przypadkach, gdy w sposób zamierzony dobrano niewłaściwie zaczep lub napięcie znamionowe transformatora. Należy przy tym mieć na uwadze fakt, że np. 5-procentowe przewzbudzenie transformatora prowadzi do ok. 10-procentowego wzrostu zagrożeń dynamicznych przy zwarciu.

2.4. KOORDYNACJA IZOLACJI I PRZEPIĘCIA REZONANSOWE

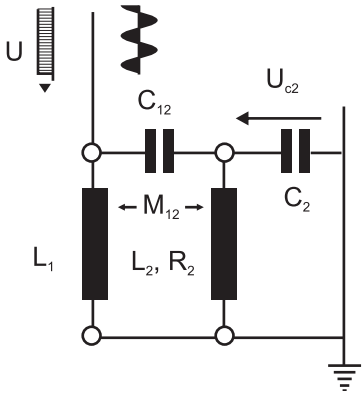
Koordynacja izolacji w miejscu zainstalowania transformatora winna być oparta o normy PN-EN 60071-1 oraz PN-EN 60071-2. Oznacza to m.in. dobór wytrzymałości elektrycznej izolacji transformatora odpowiednio do rzeczywistych przepięć występujących w sieci [4]. Koordynacja w ujęciu tych norm bazuje na wartościach szczytowych przepięć reprezentatywnych, które odwzorowują zagrożenia występujące przy różnego rodzaju zakłóceniach. Należy przy tym również uwzględnić wymagania PN-EN 60076-3 „Transformatory część 3: poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne w powietrzu”[2]. Dopiero na tych podstawach można w Specyfikacji określić znamionowe napięcia probiercze (rozdział 3.16). Wartością odniesienia dla koordynacji izolacji jest tzw. najwyższe napięcie pracy urządzeń U_m. W stosunku do niego koreluje się poziom izolacji, definiowany jako znamionowe napięcie probiercze, którego znormalizowane wartości ogólnie podają tablice 2 i 3 w normie PN-EN 60071-1, oraz bardziej szczegółowo tablice 2 i 4 w normie PN-EN 60076-3.

Istotnym elementem koordynacji izolacji jest także właściwy dobór urządzeń ochronnych instalowanych w sieci lub podstacji, czemu poświęca się dużą uwagę w normie PN-EN 60071-2, przy czym wymagania dotyczące ograniczników znajdują się w normach: IEC 99-1, IEC 99-4 i IEC 99-5. Postępując zgodnie z wytycznymi tych norm i również ugruntowaną w kraju praktyką koordynacji izolacji, uzyskuje się w miejscu instalacji transformatora (autotransformatora) poziom ochrony zapewniający odpowiednie marginesy bezpieczeństwa w stosunku do znamionowych napięć probierczych. Oznacza to również, że na zaciskach transformatora (autotransformatora) – przy poprawnie działających ogranicznikach przepięć – nie mogą pojawić się większe wartości szczytowe napięć niż jego wewnętrzna wytrzymałości elektryczna [4].

Ten, bazujący na wartościach szczytowych przepięć, odpowiednich znamionowych napięć probierczych transformatora oraz, sposób koordynacji izolacji od wielu lat stosowany jest z pozytywnym na ogół skutkiem. Producenci wypracowali w tym zakresie odpowiednie procedury projektowania transformatorów [4], które uwzględniają struktury wewnętrzne transformatora i pozwalają wykonać według wymagań klienta jednostkę spełniającą wymagania normy PN-EN 60076-3 w zakresie napięć probierczych.

Jednak już w latach 70-tch sygnalizowano w USA przypadki uszkodzeń transformatorów i autotransformatorów, które po pozytywnych próbach napięciowych fabrycznych ulegały trudnym do identyfikacji awariom napięciowym po niezbyt długiej eksploatacji[3]. Notowano również przypadki takich uszkodzeń po naprawach jednostek [5, 6]. Podobne problemy wystąpiły także w Europie [7, 8, 10, 11, 12], co w efekcie spowodowało powołanie Grupy Roboczej CIGRE do zbadania przyczyn tych awarii [9]. Należy przy tym dodać, że uszkodzenia te stwierdzano w wysokonapięciowych, dość nowoczesnych – jak na owe czasy – konstrukcjach transformatorów regulacyjnych, a niekiedy również prototypowych. W Polsce do początku lat 90-tych nie zanotowano podobnych awarii. W owym czasie na ogół nie dokonywano większych modernizacji jednostek średnich i dużych mocy, bazując na sprawdzonych konstrukcjach, starszej generacji, które charakteryzowały się dużymi współczynnikami zapasów napięciowych. Również energetyka krajowa nie dokonywała w tym czasie zasadniczych zmian w konfiguracji systemu i aparaturze zabezpieczającej. Tym samym zapewniono w zasadzie niezmienioną i zweryfikowaną przez lata eksploatacji koordynację izolacji. W drugiej połowie lat 90-tch w Polsce sytuacja uległa zmianie. Zaczęto modernizować podstacje oraz transformatory, które dla obniżenia kosztów produkcji projektowano coraz oszczędniej. W ślad za tym zaczęły pojawiać się przypadki, obserwowanych wcześniej w Europie i USA, nietypowych uszkodzeń transformatorów.

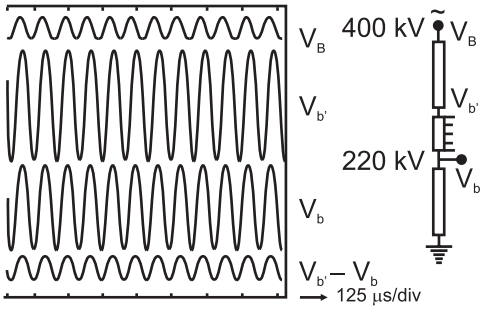
Niektóre publikacje, w tym podsumowanie pracy Grupy Roboczej CIGRE, wskazują, że przyczyną opisanych wyżej awarii były tzw. przepięcia rezonansowe [6-13, 14].



U – napięcie zasilające pierwotne GN
U_{C2} – napięcie wtórne DN
C_{12} – pojemność międzyuzwojeniowa
C_2 – pojemność doziemna
M_{12} – indukcyjność wzajemna uzwojeń
L_1 – indukcyjność własna uzwojenia pierwotnego GN

Rys. 1. Uproszczony schemat zastępczy transformatora dwuuzwojeniowego do analizy przepięć rezonansowych [13]

Powstają one w wyniku generowania się w uzwojeniach transformatorów wysokich napięć przemiennych, w sytuacji gdy do zacisków transformatora dociera napięcie przemienne[4] o częstotliwości rezonansowej danego uzwojenia lub jego wydzielonego fragmentu.



	Iloraz		
	50 Hz	12 kHz	12 kHz/50 Hz
V_b'/V_B	0,62	4,80	7,7
V_b/V_B	0,52	3,75	7,2
V_b'/V_b	1,18	11,30	9,6

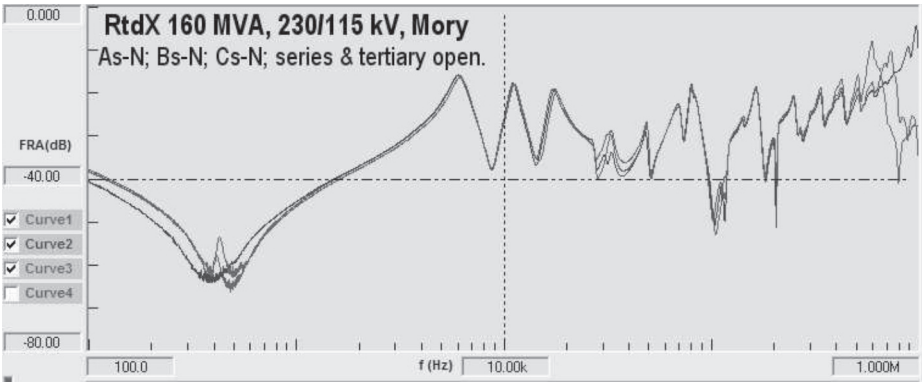
Rys. 2. Obliczone przepięcia rezonansowe w uzwojeniu regulacyjnym autotransformatora 315 MVA, 400/220/22kV [12]

Zjawisko rezonansu napięciowego można wyjaśnić w oparciu o uproszczony schemat zastępczy np. dwuuzwojeniowego transformatora, który tworzy szeregowo-równoległy układ RLC (rys. 1). Jeżeli do zacisków jednego z uzwojeń (np. GN, względnie DN) dotrze przepięcie łączeniowe[5], mające zwykle przebieg sinusoidalny [6-9, 12-13], to w pewnych warunkach może powstać rezonans między elementami L i C jednego z uzwojeń lub jego części. Wtedy na pojemności uzwojenia lub jego części pojawi się przepięcie rezonansowe, którego amplituda może być wielokrotnie większa od początkowego impulsu. Może się też zdarzyć, że powstające przepięcie będzie nawet wyższe od znamionowego napięcia probierczego, co może stwarzać realne niebezpieczeństwo dla układu izolacyjnego transformatora. Na rysunku 2 pokazano przykładowe wartości przepięć rezonansowych, które wystąpiły w uzwojeniu regulacyjnym wielokrotnie uszkodzonego autotransformatora *315 MVA, 400/220 kV* [12]. Według Musila i Preiningera [8] niebezpiecznymi dla transformatora mogą być przepięcia łączeniowe o częstotliwości od *5* do *100 kHz*. Biorąc pod uwagę różne konfiguracje pojemnościowo-indukcyjnych sprzężeń w transformatorze, jego uzwojenie może charakteryzować się co najmniej kilkoma charakterystycznymi częstotliwościami przepięć rezonansowych. Można je wyznaczyć np. poprzez pomiar odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń (metoda FRA – frequency response analysis), gdzie każde lokalne ekstremum funkcji przenoszenia oznacza częstotliwość drgań własnych pewnego fragmentu uzwojenia (rys. 3).

Mechanizm uszkadzania elementów czynnych konstrukcji transformatora przez przepięcia rezonansowe można ogólnie opisać w postaci trzech następujących po sobie etapach:

- do zacisków jednego z uzwojeń poprzez ochronę przeciwnapięciową dociera przemienne przepięcie łączeniowe z zawartością harmonicznych w zakresie częstotliwości drgań własnych uzwojeń. Należy przy tym założyć, że zadziałanie ochrony przeciwprzepięciowej spowoduje, że amplituda przepięcia nie przekroczy poziomu ochrony ograniczników przepięć,
- jedna lub kilka harmonicznych przepięcia łączeniowego wywołuje w uzwojeniach lub ich fragmentach rezonans napięciowy, połączony ze zwyżką napięcia na odpowiedniej pojemności i indukcyjności, co zawsze oznacza przepięcie na określonym elemencie układu izolacyjnego. Wartość tego przepięcia jest limitowana w zasadzie tylko rezystancją odpowiedniego fragmentu uzwojenia,

- wygenerowane w uzwojeniu przepięcie rezonansowe na określonym fragmencie układu izolacyjnego (olejowy kanał międzycewkowy, szczelina międzyuzwojeniowa, itp.) może być wyższe od weryfikowanej w próbach odbiorczych wytrzymałości elektrycznej elementu. W takiej sytuacji może ulec uszkodzeniu, nawet nowy, bezpośrednio po próbach odbiorczych transformator.



Rys.3. Odpowiedź częstotliwościowa uzwojenia wspólnego autotransformatora RTdxP125000/200 z skojarzonym w trójkąt uzwojeniem DN (wyrównawczym). Na czas pomiaru uzwojenie DN było rozwarte.

Problem przepięć rezonansowych był szeroko badany w latach 80-tych ub. wieku, lecz prace te dotyczyły przede wszystkim konstrukcji zagranicznych [13]. W Polsce problem ten, jak dotychczas, nie został generalnie rozwiązany, mimo że w latach 90-tych prof. Kozłowski przeprowadził analizę przepięć rezonansowych na przykładzie transformatora TNEP 270 MVA. 420/15,75 kV (prod. ABB-ELTA) [14, 15].

Z drugiej strony ostatnio zanotowano pewną ilość awarii transformatorów średniej i dużej mocy, których przyczynami, jak się wydaje, mogły być właśnie przepięcia rezonansowe.

Doceniając wagę zagadnienia Oddział Transformatorów Instytutu Energetyki oraz zespół niezależnych ekspertów pod kierownictwem współpracującego z firmą ENERGO-COMPLEX prof. R. Malewskiego, przedkładały krajowym producentom i użytkownikom konkretne oferty na podjęcie prac nad rozwiązaniem problemu. Wydaje się bowiem, że ze względu na postępującą optymalizację konstrukcji układu izolacyjnego konieczna jest pełne rozeznanie w zakresie możliwości generacji przepięć rezonansowych w transformatorze. Wiedza ta uzupełniona o znajomość spodziewanych wartości i charakterystykę przepięć łączeniowych w miejscu zainstalowania jednostki pozwala wypracować taki kompromis między rozwiązaniem konstrukcyjnym transformatora a ewentualną modyfikacją środowiska elektrycznego odbiorcy, który zapewni przepięcia rezonansowe na bezpiecznym poziomie. Inną korzyścią byłaby możliwość właściwego doboru poziomu napięć probierczych, a w pewnych przypadkach odpowiednia modyfikacja prób napięciowych [13].

W Polsce odbiorcy na ogół lansują metodykę prób według normy PN-EN 60076-3, przy jednoczesnym zwiększeniu w uzasadnionych przypadkach napięć probierczych. Jednak bez szczegółowej znajomości warunków pracy dotyczących m.in. spodziewanych

przepięć łączeniowych oraz parametrów transformatora w zakresie częstotliwości rezonansowych trudno jest oceniać czy przyjęta metodyka będzie skuteczna z punktu widzenia wytrzymałości elektrycznej izolacji transformatora na przepięcia rezonansowe. Dlatego w Specyfikacji Technicznej Transformatora wydaje się uzasadnione podawanie, oprócz napięć probierczych, również przedziału częstotliwości przepięć łączeniowych, które mogą występować w miejscu instalacji zamawianego transformatora. Jest to zgodne z punktem 1.2.2 normy PN-EN 60076-1, który zobowiązuje odbiorcę do przekazania wszystkich nietypowych wymagań związanych z miejscem pracy transformatora.

2.5. NIETYPOWE WARUNKI PRACY

Zgodnie z normą PN-EN 60076-1 wszystkie nietypowe warunki pracy transformatora winny być zawarte w jego specyfikacji technicznej. Wskazane jest, aby podane to zostało w jednym z wstępnym punktów utworzonego dokumentu, co podkreśla wagę tych danych i ma wpływ na cenę kupowanego urządzenia.

3. DANE ZNAMIONOWE I INNE WIELKOŚCI DEFINIUJĄCE TRANSFORMATOR

Rozdział ten jest poświęcony omówieniu tych parametrów technicznych transformatora, które są niezbędne w Specyfikacji. Wybór zakresu i wartości poszczególnych danych do Specyfikacji został przedstawiony na podstawie wymagań norm zamieszczonych w rozdziale 7 oraz innych związanych publikacji. W niektórych przypadkach, dla ułatwienia, podane są przykłady definiowania i wyboru danych.

3.1. OPIS RODZAJU I WYKONANIA TRANSFORMATORA

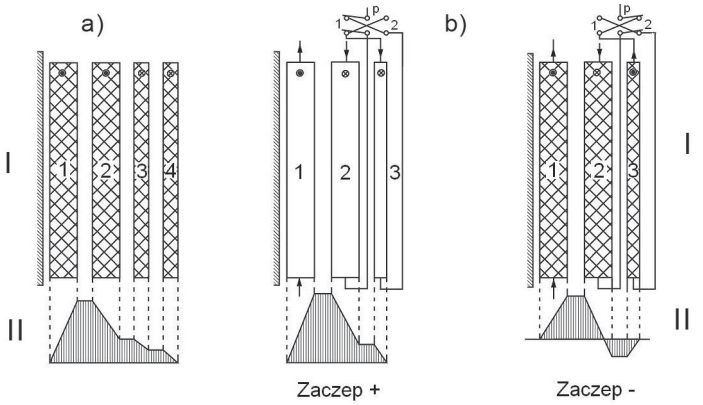
Należy podać następujące informacje:

a) **liczba faz** (jedno- lub trójfazowy),
b) **liczba uzwojeń** (dwu- lub trójuzwojeniowy, z zaznaczeniem gdy jest to jednostka z rozdzielonymi uzwojeniami – rys. 4),
c) **rodzaj czynnika chłodzącego** (olejowy, suchy lub olejowy napełniony olejem innym niż mineralny),
d) **wykonanie** (napowietrzne lub wnętrzowe jedno- lub dwukadziowe),
e) **przeznaczenie jednostki** (blokowa, sieciowa obniżająca, sprzęgająca np. sieci 220 i 110 kV),
f) **brak** – lub istnienie regulacji,

Przykład typowego opisu: 3-fazowy transformator dwuuzwojeniowy regulacyjny, olejowy. Wykonanie napowietrzne (jednokadziowe).

3.2. MIEJSCE I RODZAJ REGULACJI

Jeżeli przewiduje się typową regulację podobciążeniową z zastosowaniem np. uzwojeń regulacyjnych w punkcie gwiazdowym (rys. 4), wystarczające jest podanie tylko układu regulacji. Bowiem może być ona realizowana z wykorzystaniem uzwojenia regulacji zgrubnej drobnej (rys. 4a) lub też za pomocą uzwojenia o zmienianym przez przełącznik kierunku (rys. 4b – (tzw. regulacja odwracalna – rys. 4.b).



Rys. 4. Typowe układy regulacji: a) zgruba – drobna, b) odwracalna
I) układy uzwojeń na kolumnie rdzenia, II) rozkłady przepływów uzwojeń

Te układy regulacji z reguły realizowane są przy stałej mocy (taka sama moc na różnych zaczepach), co oznacza zmianę prądu obciążenia odwrotnie proporcjonalną do zmiany napięcia zaczepowego.

Z punku widzenia użytkownika różnią się one w zasadzie tylko stratami obciążeniowymi na zaczepie skrajnym minusowym (nieco większe dla regulacji odwracalnej), zmiennością napięcia zwarcia w całym zakresie regulacji (nieco mniejsze dla regulacji odwracalnej), a w pewnych sytuacjach także liczbą stopni pozycji zerowej na przełączniku zaczepów. Natomiast pod względem konstrukcyjnym układy te różnią się nieco innymi zagrożeniami elektrodynamicznymi przy zwarciach, przepięciami udarowymi na przełączniku zaczepów i samych uzwojeniach regulacyjnych, a także wskaźnikami dodatkowych strat obciążeniowych, głównie w uzwojeniach GN. Układy regulacji odwracalnej są z reguły stosowane – jeżeli nie występują specjalne przeciwwskazania – przy zakresie regulacji do 10÷12%, natomiast powyżej tego zakresu stosuje się raczej regulację zgrubną – drobną.

W przypadku zastosowania innych sposobów regulacji, Specyfikacja powinna zawierać dokładny ich opis. Można przy tym wymienić następujące, najczęściej stosowane niestandardowe metody regulacji napięcia:

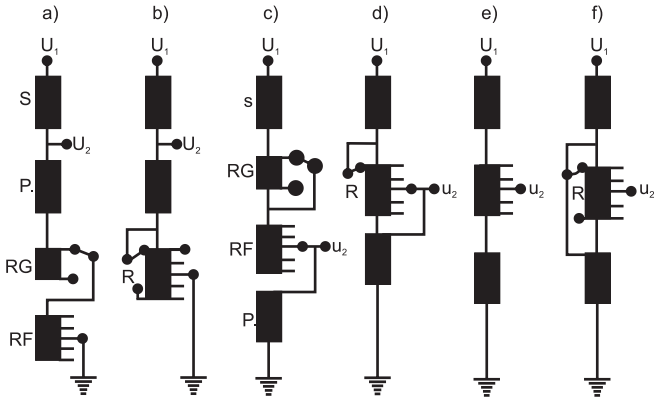
- regulacja ze zmiennym strumieniem, w czasie której zmienia się indukcja magnetyczna w rdzeniu. Jako przykład można podać regulację napięcia po stronie DN, przy wykorzystaniu uzwojeń regulacyjnych umieszczonych w obwodzie uzwojenia GN;
- regulacja przy stałym prądzie, która z reguły stosowana jest do całości lub części zaczepów ujemnych. Oznacza to, że dla zaczepów, na których jest ona stosowana, transformator pracuje ze zmienną mocą (na każdym zaczepie inna moc). Natomiast na pozostałych zaczepach jednostka pracuje ze stałą mocą;
- przy dużym zakresie regulacji lub sytuacjach specjalnych stosowana jest zwykle regulacja z zastosowaniem transformatora dodawczego. Pozwala ona m.in. na zmniejszenie prądu znamionowego przełącznika zaczepów (obniżenie jego ceny). Innym powodem zastosowania tej regulacji jest potrzeba uzyskania przesunięcia fazy między sprzęganymi sieciami. Wtedy regulacja taka nosi nazwę poprzecznej (w odróżnieniu od regulacji podłużnej, która zmienia tylko amplitudy napięć);

- regulacja beznapięciowa, która jest realizowana po odłączeniu transformatora od sieci. Za pomocą odpowiedniego przełącznika zaczepów przełącza się wydzielone uzwojenia lub też tylko kilka cewek w danym uzwojeniu (tzw. cewki regulacyjne). Zakres regulacji w tym rozwiązaniu jest zwykle niewielki i nie przekracza 7,5%;

Znacznie bardziej złożonym problemem jest regulacja napięcia w autotransformatorach. Wybór sposobu regulacji zależny jest od wielu czynników, w tym m.in. od rodzaju pracy oraz kosztu wykonania układu. Z tego powodu na rysunku 5 pokazano tylko podstawowe schematy układów regulacji napięcia w autotransformatorach, które dokładniej omawiane będą w dalszej części rozdziału.

- pokazane na rysunkach 5.a oraz 5.b układy stosowane są z reguły do regulacji napięcia zarówno po stronie GN, jak i DN. Jest to jednak regulacja przy zmiennym strumieniu (zmiany indukcji i strat jałowych w rdzeniu) i w efekcie prowadzi do wahań napięcia na uzwojeniu trójnym, które jest zwykle stosowane w autotransformatorach. Ponieważ na zmiany strumienia ma wpływ zarówno przekładnia jak i zakres regulacji, ten układ regulacji może być stosowany, gdy przekładnia autotransformatora jest znacznie większa od dwóch, przy zakresie regulacji ok. $\pm 10\%$. Należy przy tym dodać, że rozwiązanie jest pozwala obniżyć koszt przełącznika zaczepów, a także i całej jednostki;

Oznaczenia:
S – uzwojenie szeregowe
P – uzwojenie wtórne
RG – uzwojenie regulacji „zgrubnej”
RF – uzwojenie regulacji „drobnej”
R – uzwojenie regulacji „odwracalnej”
U_1 – napięcie strony GN
U_2 – napięcie strony DN



Rys. 5. Podstawowe układy regulacji napięcia w autotransformatorach

- układy pokazane na rysunkach 5.c oraz 5.d przeznaczone są do regulacji napięcia po stronie GN. Odbywa się ona przy niezmiennym strumieniu magnetycznym w rdzeniu i może być zrealizowana przy stałej mocy (zazwyczaj), stałym prądzie lub ich kombinacji. Zasada regulacji w połączeniu z elektrycznym usytuowaniem przełącznika, czynią ten układ rozwiązaniem optymalnym. Z tego względu jest on stosowany w) autotransformatorze sprzęgającym sieci 110 kV i 220 kV, typu RTdxP125000/200 (licencja (ELIN-UNION) oraz w późniejszych opracowanych w Polsce odmianach,
- do regulacji po stronie DN są przeznaczone układy regulacji pokazane na rysunkach 5.e oraz 5.f. Każdy z nich zapewnia regulację przy stałym strumieniu (brak zmian indukcji magnetycznej w rdzeniu). Pierwszy minimalizuje prąd przełącznika zaczepów. Jest to jednak regulacja liniowa, która uniemożliwia zmianę kierunku napięcia na uzwojeniu regulacyjnym i wymaga zastosowania w niej liczby zwojów odpowiadającej całemu za-

kresowi regulacji. Odwrotne działanie ma układ regulacji z rysunku 5.f. Bowiem przez uzwojenie regulacyjne przepływa cakowity prąd strony DN i odpowiednio do niego musi być wymiarowany przełącznik zaczepów. Ponieważ napięcie regulacyjne może zmieniać swój kierunek, uzwojenie jest wymiarowane zwojowo na połowę zakresu regulacji. Jest to właściwość pozytywna, jednak ma też i wadę – w pozycji 0% uzwojenie posiada tzw. „kraniec swobodny" (nie połączony potencjalnie z żadną częścią uzwojenia), na którym mogą powstać duże przepięcia podczas propagowania się udarów łączeniowych i piorunowych;

Należy też dodać, że w autotransformatorach bardzo istotną sprawą – poza omówionymi układami regulacji – jest usytuowanie geometryczne uzwojeń na kolumnie rdzenia, które istotnie wpływają na zmienność napięcia zwarcia [17]. Problem ten omówiony będzie w dalszej części rozdziału.

W opisie regulacji konieczne jest wskazanie, w którym uzwojeniu ma ona miejsce. Ze względu na czytelność zapisu miejsce to podaje się zazwyczaj po określeniu przekładni napięciowej (por. rozdział 3.6).

3.3. CZĘSTOTLIWOŚĆ ZNAMIONOWA

W Specyfikacji należy podać częstotliwość znamionową sieci, w której jednostka będzie pracowała. Jest to zwykle *50 Hz*, ale w niektórych krajach może być *60 Hz*.

3.4. RODZAJ CHŁODZENIA

Zgodnie z normami PN-EN 60076-2 i IEC 726 rodzaj chłodzenia określa się czteroliterowym symbolem, w którym dwa pierwsze człony definiują chłodzenie wewnętrzne transformatora, a pozostałe dwa chłodzenie zewnętrzne. Przy określaniu rodzaju chłodzenia stosuje się następujące symbole:

- ***pierwsza litera*** *– wewnętrzny czynnik chłodzący*
  O – olej mineralny lub syntetyczny o punkcie zapłonu *300°C*,
  K – ciecz izolacyjna o punkcie zapłonu *>300°C*,
  L – ciecz izolacyjna o niemierzalnym punkcie zapłonu
- ***druga litera*** *– sposób wprowadzania w ruch wewnętrznego czynnika chłodzącego*
  N – przepływ naturalny, termosyfonowy – przez urządzenia chłodzące i przez uzwojenia,
  F – przepływ wymuszony przez urządzenia chłodzące oraz przepływ termosyfonowy przez uzwojenia,
  D – przepływ wymuszony przez urządzenia chłodzące i przez uzwojenia,
- ***trzecia litera*** *- zewnętrzny czynnik chłodzący*
  A – powietrze,
  W – woda,
- ***czwarta litera*** *– sposób wprowadzania w ruch zewnętrznego czynnika chłodzącego*
  N – konwekcja naturalna,
  F – obieg wymuszony (wentylatory, pompy).

Przykład oznaczenia chłodzenia:

transformator z wymuszonym przepływem oleju w chłodnicy wodnej: OFWF

Uwaga: transformator może mieć kilka rodzajów chłodzenia, np. ONAN/ONAF, co oznacza, że do pewnej mocy może pracować z chłodzeniem naturalnym wewnętrznym i zewnętrz-

nym, a powyżej niej z chłodzeniem naturalnym wewnętrznym i wymuszonym zewnętrznym (np. włączone wentylatory)

3.5. MOC ZNAMIONOWA UZWOJEŃ

Zgodnie z normą PN-EN 60076-1 moc znamionowa transformatora (autotransformatora) definiowana jest w następujący sposób: „*umowna wartość mocy pozornej, przypisana danemu uzwojeniu, która wraz z napięciem znamionowym tego uzwojenia określa jego prąd znamionowy*". Oznaczana jest ona symbolem S_r i może być w układzie 3-fazowym opisana zależnością:

$$S_r = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_r \tag{1}$$

gdzie: U_r, I_r – skuteczna wartość napięcia międzyprzewodowego i prądu przewodowego

W przypadku układu 1-fazowego we wzorze (1) znika $\sqrt{3}$, natomiast wartości napięcia i prądu mają znaczenie jak wyżej. Stosowanymi w praktyce jednostkami mocy transformatora jest [kVA] – jednostki małe (rozdzielcze) lub [MVA] – jednostki duże i największe.

Ponieważ w transformatorze dwuuzwojeniowym moc uzwojenia pierwotnego jest równa mocy uzwojenia wtórnego, w specyfikacji technicznej wystarczy podać jedną ich wartość. Wyszczególnienie mocy poszczególnych uzwojeń jest konieczne w jednostkach trójuzwojeniowych[6], gdyż nie są one zwykle takie same dla wszystkich uzwojeń. W tradycyjnej konstrukcji tych jednostek relacje między mocami uzwojeń można określić w postaci[7]:

$$S_{r1} \geq S_{r2} \geq S_{r3} \tag{2}$$

gdzie: S_{r1} – moc uzwojenia pierwotnego, S_{r2} – moc uzwojenia wtórnego, S_{r3} – moc uzwojenia trójnego (trzecie w kolejności).

Ponieważ w praktyce nie zawsze jest możliwe zdefiniowanie, które z uzwojeń jest pierwotnym, a które wtórnym, wygodniej jest związanie mocy z napięciem danego uzwojenia, stosując przy tym symbolikę:

S_r(GN) – moc uzwojenia górnego napięcia,
S_r(DN) – moc uzwojenia dolnego napięcia,
S_r(TN) – moc uzwojenia trójnego.

<u>Uwaga:</u> *powyższe symbole: GN, DN i TN prawie zawsze stosuje się w odniesieniu do trójuzwojeniowych autotransformatorów. Natomiast w tym zakresie norma PN-EN 60076-1 zaleca symbole: GN, SN (średnie napięcie), DN (dolne napięcie). Zwykle dla tzw. transformatorów z rozdzielonymi uzwojeniami stosuje się jeszcze inny system oznaczeń, co dla podkreślenia ich odmienności zostanie przedstawione w dalszej części rozdziału.*

Uzwojenie trójne (przy oznaczeniach według normy będzie nazywane uzwojeniem DN) w zależności od przeznaczenia może – zgodnie z normą PN-EN 60076-1 – spełniać rolę uzwojenia pomocniczego lub wyrównawczego.

Dla uzwojenie pomocniczego norma ta podaje następującą definicję „..*jest przeznaczone do przenoszenia małej mocy w porównaniu z mocą znamionową transformatora*".

W praktyce oznacza to zredukowane w stosunku do uzwojeń głównych (GN, SN) wymiary danej jednostki trójuzwojeniowej. Z tego powodu w mogą występować problemy z odpowiednią wytrzymałością zwarciową uzwojenia pomocniczego i często konieczne jest limitowanie prądów zwarcia (np. na drodze zwiększenie impedancji zwarcia lub włączania dławików).

Dlatego według starych, ale wciąż uzasadnionych i technicznie aktualnych zaleceń [18] – uzwojenie pomocnicze transformatora trójuzwojeniowego z wyprowadzonymi na pokrywę trzema przepustami nie powinno mieć mocy znamionowej mniejszej niż ok. 67% mocy pary głównej uzwojeń. Przy takich proporcjach jest możliwe uzyskanie wymaganej wytrzymałości zwarciowej na drodze właściwego doboru materiałów, wymiarów przewodów, a także liczby klinów podpierających beż znaczącego przewymiarowywania jego geometrii. Według tych zaleceń, przy mocy uzwojenia pomocniczego wynoszącej ok. 32% mocy pary głównej uzwojeń, konieczne są specjalne środki, które zmniejszą skutki zwarć (np. dławiki przeciwzwarciowe) lub też je wyeliminują (np. chronione podejścia). Przy braku takich środków dla uzwojenia pomocniczego połączonego w trójkąt nie można wyprowadzić na pokrywę trzech przepustów (jednostki trójfazowe!). Co najwyżej można wyprowadzić dwa (dla rozwierania trójkąta i podłączenia przekładnika). W takiej sytuacji uzwojenie to staje się wyrównawczym (w literaturze zagranicznej nazywanym też stabilizującym), a jego stosowanie jest niekiedy narzucone potrzebą zapewnienia skuteczności uziemienia punktu neutralnego sieci dołączonej do uzwojeń gwiazdowych. Wymagania zwarciowe dla uzwojeń stabilizacyjnych zostały podane w rozdziale 2.3.

Skojarzone w gwiazdę uzwojenie pomocnicze w żadnym razie nie może mieć właściwości uzwojenia stabilizacyjnego (kompensacja składowej zerowej prądu zwarcia), a techniczny sens jego stosowania wynika tylko z potrzeby przekazywania mocy do odbiorów zewnętrznych. Musi więc ono posiadać wyprowadzone na pokrywę trzy lub cztery przepusty (jednostka trójfazowa – wyprowadzony na pokrywę punkt gwiazdowy) i tym samym narażone jest na zwarcia na swoich zaciskach. Z tego względu dla mocy uzwojenia mniejszej od 67% mocy uzwojeń głównych w Specyfikacji użytkownik powinien umieścić wymagania zwarciowe.

Poza tradycyjnymi jednostkami trójuzwojeniowymi dość często spotyka się specjalną ich odmianę, tzw. transformatory z rozdzielonymi uzwojeniami. Cechą charakterystyczną tych jednostek jest to, że moc uzwojenia pierwotnego (z reguły uzwojenie GN) jest równa sumie mocy dwóch uzwojeń wtórnych, oznaczanych dla wyróżnienia jako DN1 i DN2, przy czym najczęściej:

$$S_{rDN1} = S_{rDN2} \tag{3}$$

Specjalne wzajemne usytuowanie uzwojeń w oknie rdzenia (rys. 9.b) oraz zastosowanie dwóch grup równoległych w uzwojeniu GN (dotyczy to również uzwojeń regulacyjnych) sprawiają, że transformatory z rozdzielonymi uzwojeniami posiadają dużą wartość napięcia zwarcia[8] dla pary uzwojeń DN1-DN2. Praktycznie jest ono równe podwojonej wartości napięcia zwarcia par GN-DN1 lub GN-DN2. Rozdzielne usytuowanie uzwojeń DN jest wykorzystywana w eksploatacji do separowania zakłóceń elektrycznych występujących w sieciach dołączonych do zacisków uzwojeń DN1 i DN2[9].

Przedstawione wyżej definicje mocy dotyczyły wartości mocy na zaciskach transformatora, a więc z punktu widzenia użytkownika jednego z podstawowych parametrów. Natomiast

dla producenta i konstruktora równie ważna jest możliwość porównania różnych wersji transformatorów pod względem kosztów produkcji, zużycia materiałów czy też gabarytów. Dlatego posługują się oni pojęciem tzw. „mocy typowej" [18-20]. Wartość tej mocy, oznaczanej jako S_{typ}, zgodnie z normą PN-EN 6007-1 określa się w postaci:

$$S_{typ} = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_{ri}}{2} \tag{4}$$

gdzie: $\sum_{i=1}^{n} S_{ri}$ *jest arytmetyczną sumą mocy n-uzwojeń na kolumnie rdzenia.*

Tak więc zależność (3) sprowadza moc danej wersji transformatora lub autotransformatora do prostej jednostki dwuuzwojeniowej. Zgodnie z normą PN-EN 60076-1 jest ona przyjmowana jako moc znamionowa transformatora.

Stosując zależność (4) do określenia mocy własnej np. dwuuzwojeniowego transformatora regulacyjnego przy założeniu, że uzwojenie regulacyjne jest dodatkowym niezależnym uzwojeniem (o parametrze napięciowym równym zakresowi regulacji i prądowym równym jego wartości na zaczepie „-„), otrzyma się wartość większą niż jego moc znamionowa określona zgodnie z PN-EN 60076-1. Wbrew pozorom, jest to wynik poprawny, gdyż transformator regulacyjny wymaga więcej materiałów czynnych na jego wykonanie, posiada nieco większe gabaryty i cenę niż prosty transformator dwuuzwojeniowy. Z tego powodu wiele firm w oznaczeniu typu transformatora (autotransformatora) podaje właśnie wartość mocy typowej a nie znamionowej. Przykładem może być autotransformator regulacyjny RTdxP125000/200 (ELIN-UNION), którego moc znamionowa wynosi 160/160/50MVA, zaś w oznaczeniu podano wartość „125000", która jak łatwo sprawdzić, jest zaokrągloną wartością mocy typowej. Nie mniej jednak w Polsce ogólnie przyjęto, że w oznaczeniach typu podaje się moc znamionową jednostki.

Zbliżonym do mocy typowej transformatora jest pojęcie „mocy własnej" autotransformatora, która sprowadza jego moc do dwuuzwojeniowego transformatora. Jak wiadomo, autotransformator jest oszczędnościową konstrukcją, w której część energii przekazywana jest z uzwojenia pierwotnego do uzwojenia wtórnego poprzez sprzężenia elektromagnetyczne (z udziałem energii pola magnetycznego zgromadzonej w rdzeniu), zaś część na drodze elektrycznej poprzez punkt wspólny obu tych uzwojeń (punkt F – rys. 6). Tak więc moc własna autotransformatora odpowiada energii przekazywanej na drodze elektromagnetycznej i właśnie ta wartość będzie decydować o wymiarach jednostki, stratach, zużyciu materiałów, wreszcie cenie.

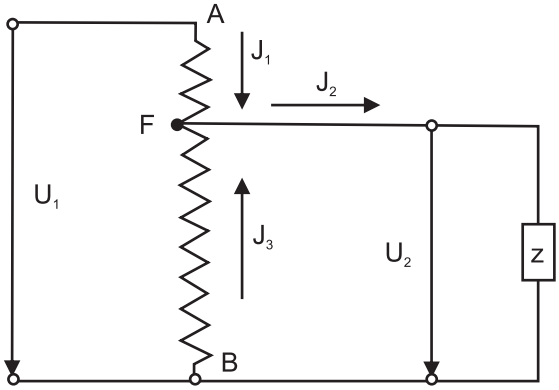
Ponieważ spotyka się również autotransformatory tróuzwojeniowe (wyposażone w uzwojenie pomocnicze lub wyrównawcze), to przy wyznaczaniu jego mocy typowej, do wzoru (4) należy wstawić moc uzwojenia trójnego oraz moce własne obu uzwojeń głównych pracujących w układzie autotransformatorowym (oraz ewentualnie moc uzwojenia regulacyjnego).

Moc własną $S_{wł}$, dla każdego z uzwojeń autotransformatora, wyznacza się z zależności:

$$S_{wł} = S_r \bullet r \tag{5}$$

gdzie: S_r *– znamionowa moc autotransformatora, nazywana również mocą przechodnią [18-20], r – współczynnik redukcji określony wyrażeniem:*

$$r = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \tag{6}$$



Rys. 6. Schemat autotransformatora dwuuzwojeniowego; oznaczenie prądów i napięć

Przygotowując Specyfikację Techniczną transformatora lub autotransformatora trójuzwojeniowego należy mieć na uwadze fakt, że zgodne z normą PN-EN 60076-1 wyliczenie mocy poszczególnych uzwojeń, nie jest to jednoznaczne z takim samym rozkładem rzeczywistych obciążeń między poszczególnymi uzwojeniami[10]. W związku z tym wskazane jest, aby zamawiający określił występujące w eksploatacji obciążenia poszczególnych uzwojeń. Jest to niezbędne do właściwego zaprojektowania układu chłodnic oraz wyznaczenia przeciążalności jednostki. W przypadku, gdy Specyfikacja nie zawiera tego typu danych producent powinien, w uzgodnieniu z zamawiającym, przyjąć do analiz cieplnych procedury omówione w punkcie 3.11, które wynikają z norm PN-EN 60076-1, PN-EN 60076-2 oraz PN-EN 60076-8.

Należy przy tym dodać, że dla jednostek mających kilka rodzajów chłodzenia, zamawiający powinien, zgodnie z załącznikiem A do normy PN-EN 60076-1, oprócz mocy znamionowej podać również mniejsze wartości mocy odpowiadające mniej skutecznym systemom chłodzenia.

Przykład zapisu mocy znamionowej transformatora trójuzwojeniowego z rozdzielonymi uzwojeniami: zapis skrócony – 40/20/20MVA, zapis dokładny – GN 40MVA, DNI 20MVA, DNII20MVA.

Uwaga: dla transformatorów do 10MVA norma PN-EN 60076-1 zaleca przyjmować wartości mocy według typoszeregu R10 (ISO 3 – 1973), dającego następujące liczby: ..100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000 itd.

3.6. NAPIĘCIE ZNAMIONOWE UZWOJEŃ

Należy podać skuteczne wartości napięć znamionowych w stanie jałowym dla każdej ze stron specyfikowanego transformatora, wskazując jednocześnie, po której z nich występuje regulacja napięcia, jej zakres oraz liczbę stopni regulacyjnych. Dla jednostek trój-

i jednofazowych podaje się wartości międzyprzewodowe, a dla jednostek jednofazowych pracujących w układzie trójfazowym skojarzonym w gwiazdę podaje się wartość skojarzonego napięcia międzyprzewodowego dzielonego przez $\sqrt{3}$. Uzupełnieniem tych danych winna być informacja o typie regulacji. Zgodnie z punktem 3.2 może to być:

a) regulacja pod obciążeniem,
b) regulacja w stanie beznapięciowym,
c) regulacja przy stałej mocy,
d) regulacja przy stałym prądzie lub mieszana,
e) regulacja przy zmiennym strumieniu – oznaczenie VFVV lub mieszana CbVV.

Dla najbardziej popularnej regulacji przy stałej mocy i strumieniu (oznaczenie dla strumienia CFVV) podaje się jedynie informację czy jest to regulacja pod obciążeniem, czy w stanie beznapięciowym.

Przykład definiowania napięć znamionowych transformatora trójuzwojeniowego: zapis skrócony – 115 ± 8x1,5%/31,5 ± 2x2,5%/10,5kV z regulacją pod obciążeniem po stronie GN i w stanie beznapięciowym po stronie SN, zapis dokładny – GN 115 ± 8 x 1,5%., SN 31,5 ± 2 x 2,5%, DN10,5 kV.

Uwaga: jeżeli występuje np. po stronie GN występuje niesymetryczna regulacja to zapis dokonywany jest następująco: $115^{+12x1,5\%}_{4x1,5\%}\,kV$

3.7. MAKSYMALNY PRĄD ZACZEPOWY

Zgodnie z punktem A.1.1 załącznika normy PN-EN 60076-1 w specyfikacji należy podać maksymalny prąd zaczepowy jeżeli zakres regulacji jest większy od 5%, a regulacja jest przy stałym prądzie.

3.8. NAJWYŻSZE NAPIĘCIE ROBOCZE

Zgodnie z punktem l) załącznika A normy PN-EN 60076-1 zamawiający winien w zapytaniu ofertowym podać dla każdego uzwojenia najwyższe napięcie robocze U_m (wartość skuteczna) sieci dołączonych do zacisków transformatora (autotransformatora). W praktyce nie zawsze jest to realizowane, gdyż określenie przez zamawiającego napięć probierczych z reguły określa najwyższe napięcie robocze. Podawanie wartości U_m jest uzasadnione gdy świadomie proponowane są inne wartości napięć probierczych niż wynika to wprost z najwyższych napięć roboczych.

3.9. DOPUSZCZALNA PRZEWZBUDZALNOŚĆ ORAZ/LUB ODCHYLENIA OD CZĘSTOTLIWOŚCI ZNAMIONOWEJ

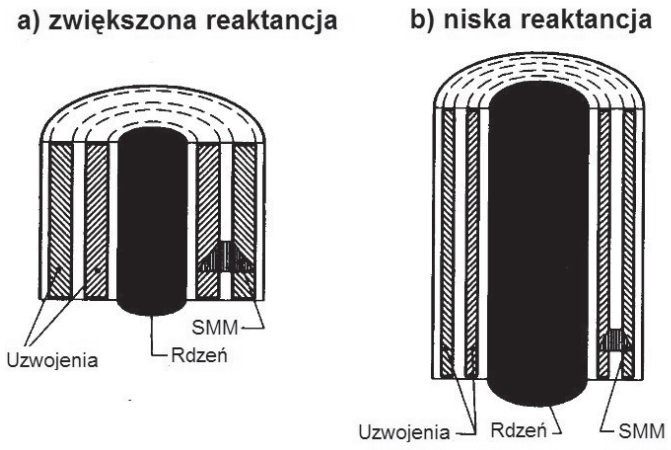
Dane dotyczące przewzbudzalności i odchylenia od częstotliwości powinny być zawarte w Specyfikacji tylko w tym przypadku, gdy odbiegają od wartości podanych w normie PN-EN 60076-1. Zgodnie z nią, transformator powinien być zdolny do pracy ciągłej w warunkach przewzbudzenia gdy iloraz napięcia i częstotliwości rośnie nie więcej niż o 5% w stosunku do znamionowej wartości. Przy czym dodatkowym warunkiem jest by napięcie robocze było mniejsze od wartości U_m. Na życzenie zamawiającego producent może wykonać jednostkę o większym przewzbudzeniu, lecz należy to zastrzec w Specyfikacji. Powyższa sytuacja może dotyczyć np. transformatorów blokowych, które narażone są na nagły zrzut obciążenia, co powoduje zwykle chwilowy znaczny wzrost przewzbudzenia.

Z tego powodu w punkcie 8.3. normy postawiony jest wymóg, aby transformator blokowy w czasie 5 s wytrzymywał 40-procentowe przewzbudzenie.

3.10. ZNAMIONOWE NAPIĘCIE ZWARCIA

Znamionowe napięcie zwarcia jest jednym z podstawowych parametrów transformatora, który decyduje o takich właściwościach eksploatacyjnych jak np. geometria jednostki (rys. 7) oraz stosunek strat obciążeniowych do jałowych. Z tego powodu jego wartość musi być podana w Specyfikacji transformatora.

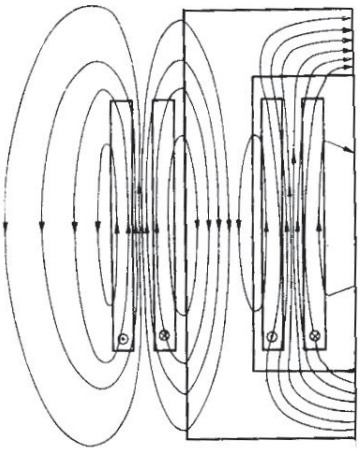
Zgodnie z PN-EN 60076-1, zawsze odnoszące się do określonej pary uzwojeń znamionowe napięcie zwarcia określa się jako:
„stosunek napięcia doprowadzonego podczas próby zwarcia pomiarowego powodującego przepływ prądu znamionowego (lub zaczepowego) w sprzężonych magnetycznie uzwojeniach do napięcia znamionowego (napięcia zaczepowego) uzwojenia zasilanego”.



Rys. 7. Porównanie proporcji wymiarów transformatorów typu rdzeniowego o różniących się reaktancjach rozproszenia (napięciach zwarcia)
SMM – siła magnetomotoryczna (przepływ uzwojenia Θ_{uzw})

Zwykle napięcie to wyraża się w procentach napięcia znamionowego (zaczepowego). Wprost z niego wynika impedancja zwarcia, która jest wyrażana w [Ω] lub [%], przy czym bazą odniesienia dla wartości procentowej jest impedancja znamionowa danej strony transformatora[11]. Zgodnie z teorią obwodów indukcyjnych, napięcie zwarcia lub też impedancja zwarcia posiadają składową czynną (związaną ze stratami mocy w uzwojeniach) oraz indukcyjną (odpowiednik SEM indukowanej przez strumień rozproszenia). Ponieważ jest ono zależne m.in. od temperatury[12], do obliczeń przyjmuje się wartości dla umownej temperatury *75 ^{o}C*.

W obwodzie magnetycznym transformatora dwuuzwojeniowego, w stanie obciążenia, płyną przeciwbieżnie dwa strumienia magnetyczne, które generowane są przez płynące w uzwojeniach prądy. Charakterystyczną cechą rzeczywistych obwodów magnetycznych jest istnienie pewnego nieskompensowanego strumienia, który określany jest jako strumień rozproszenia (rys. 8)



Rys. 8. Uproszczona konfiguracja strumienia rozproszenia, który jest związany z reaktancją rozproszenia transformatora (jednostka dwuuzwojeniowa)

W przeważającej części swej drogi przebiega on poza ferromagnetycznym rdzeniem, a jego wartość jest praktycznie liniowo zależna od przepływów w uzwojeniach. Strumień rozproszenia w obu uzwojeniach indukuje SEM, z którą skojarzona jest reaktancja rozproszenia uzwojeń transformatora (autotransformatora). Generuje dodatkowe straty obciążeniowe oraz ma wpływ na wartość sił elektrodynamicznych przy zwarciach. Stąd uzasadniony jest pogląd, że impedancja zwarcia, a więc i napięcie zwarcia, ma duży wpływ na istotne parametry eksploatacyjne transformatora. Decyduje także o warunkach pracy równoległej[13] z inną jednostką.

Procentową wartość napięcia zwarcia Δu_z można wyznaczyć z zależności [18, 19]:

$$\Delta u_z \approx \frac{\Theta_{uzw}}{e'} \quad \frac{D_{śr}}{L_{ur}} \quad \delta' \tag{6}$$

gdzie: Θ_{uzw} – przepływ (amperozwoje) uzwojenia, e' – napięcie zwojowe, $D_{śr}$ - średnia długość (rozproszeniowa[14]) uzwojeń, L – wysokość (rozproszeniowa) uzwojeń, δ' – szczelina (rozproszeniowa) między uzwojeniami.

Ponieważ o przepływie w uzwojeniu Θ_{uzw} oraz napięciu zwojowym e' decyduje przede wszystkim moc transformatora, a o szczelinie rozproszeniowej δ' napięcie znamionowe jednostki, z zależności (6) można wnioskować, że napięcie zwarcia decyduje o smukłości transformatora, a więc stosunku $D_{śr}/L_{ur}$. Zatem użytkownik decydując się na zamówienie jednostki o zwiększonym napięciu zwarcia (podyktowane np. potrzebą zmniejszenia mocy zwarciowej na szynach DN) powinien oczekiwać jednostki o zwiększonej wysokości, zwiększonym stosunku strat obciążeniowych do jałowych, a także o nieco mniejszej masie (zmniejszona średnica kolumny i masa rdzenia).

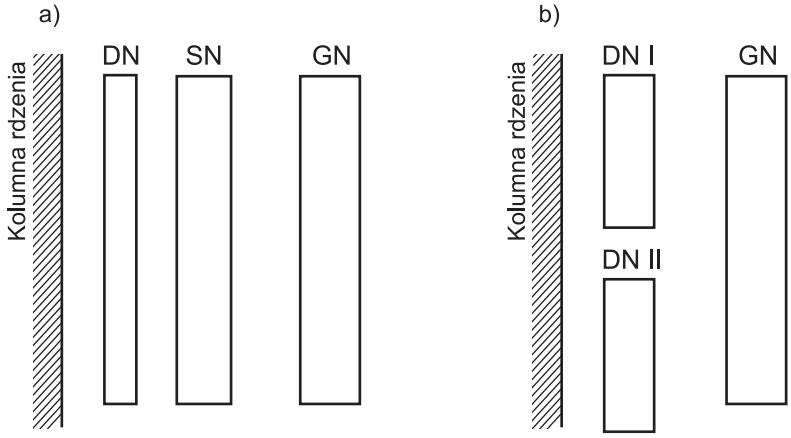
Należy dodać, że procentowa wartość napięcia zwarcia wyznacza w pewnym przybliżeniu relacje między dwoma strumieniami: rozproszenia i głównym (w rdzeniu) transformatora. Jeżeli przykładowo napięcie zwarcia transformatora dwuuzwojeniowego wynosi *11*%, to należy oczekiwać, że jego strumień rozproszenia wynosi ok. *11*% strumienia w rdzeniu.

Oznacza to, że w jednostkach o dużym napięciu zwarcia, a więc o dużym strumieniu rozproszenia, występować będą zwiększone dodatkowe straty obciążeniowe w uzwojeniach, a także większe zagrożenie lokalnym przegrzaniem elementów konstrukcyjnych (rdzeń, belki jarzmowe i kadź). Dlatego dokonując oceny i wyboru ofert różnych producentów należy poświęcić należytą uwagę napięciu zwarcia, co w szczególności odnosi się do jednostek największych mocy, w tym autotransformatorów[15].

Ponieważ w transformatorach trójuzwojeniowych nie występuje pojęcie napięcia zwarcia dla jednostki traktowanej jako jedna całość, omawiane w dalszej części rozdziału zagadnienia będą dotyczyć tylko poszczególnych par uzwojeń. W praktyce często jednak współpracują ze sobą uzwojenia o różnych mocach. Sytuacja taka powoduje występowanie pewnych niejednoznaczności w podawanych w Specyfikacjach wartościach napięć zwarcia, które wydłużają uzgodnienia techniczne zamawianej jednostki z producentem i mogą nawet być powodem błędnymi ustaleń. Przyczyną tego są zapewne zmieniane przez ostatnie kilkanaście lat normy krajowe i przyzwyczajenia pokoleń energetyków, którzy eksploatują jednostki wykonywane według różnych norm. Pewien ład w tym zakresie wprowadziła dopiero aktualnie obowiązująca norma PN-EN 60076-1.

Według dawnej normy PN-83/E-06040 napięcie zwarcia pary uzwojeń w jednostce trójuzwojeniowej odnosiło się do mniejszej mocy rozpatrywanej pary uzwojeń, a w starszych edycjach tej normy, według której były zbudowane jednostki pozostające jeszcze w eksploatacji, napięcia zwarcia odnoszono do mocy większej. W tej sytuacji łatwo można sobie wyobrazić powstanie błędu, gdy w opracowywanej Specyfikacji podane będą napięcia zwarcia wzięte z tabliczki znamionowej eksploatowanej jednostki, którą zbudowano w oparciu o nieaktualną już normę. Zdając sobie sprawę z konsekwencji takiej pomyłki dokonano modyfikacji zapisów normatywnych i w aktualnie obowiązującej normie PN-EN 60076-1, punkt 5.5, w odniesieniu do jednostek trójuzwojeniowych, zawarto następujące sformułowania:

- *napięcie zwarcia pary uzwojeń o różnych mocach znamionowych może być odnoszone albo do uzwojenia o mniejszej lub większej mocy, winno to jednak być wyraźne i jednoznaczne zaznaczone. W celu ułatwienia porównań napięć zwarć różnych par wskazane jest, aby zachować tą samą moc odniesienia dla wszystkich par uzwojeń,*
- *sposobem definiowania napięcia zwarcia, który może wprowadzać mniej niejednoznaczności, jest podawanie w Specyfikacji impedancji zwarcia w [Ω] dla każdej z pary uzwojeń, zaznaczając przy tym do której ze stron są one definiowane. W praktyce jednak utarł się zwyczaj odnoszenia jej do strony lub uzwojenia GN. Wynika to z faktu, że uzwojenie o największej mocy pracuje zwykle jako strona pierwotna, która pobiera energię z sieci.*



Rys. 9. Usytuowanie uzwojeń na kolumnie rdzenia w transformatorach trójuzwojeniowych
a) rozwiązanie tradycyjne, w którym moce spełniają zależność (2),
b) rozwiązanie „z rozdzielonymi uzwojeniami", w którym moce spełniają zależność (3)[16]

Uwaga: w celu ułatwienia, na rysunku 9 nie wyróżniono uzwojeń regulacyjnych, które mogą w zasadzie występować w każdym uzwojeniu. Dlatego podane dalej informacje obejmują również uzwojenia regulacyjne, jednak wtedy dotyczą one odpowiednich zaczepów, na których pracuje jednostka.

Na rysunku 9 pokazano przestrzenną konfigurację uzwojeń na kolumnie rdzenia dla dwóch typów jednostek trójuzwojeniowych (punkt 3.5). Ma ona istotne znaczenie dla wzajemnych relacji napięć zwarcia poszczególnych par uzwojeń. W przypadku odniesionych do mocy uzwojenia GN poszczególnych napięć zwarcia transformatora trójuzwojeniowym można przedstawić następujące przybliżone zależności:

dla tradycyjnej konfiguracji uzwojeń jak na rysunku 9.a

$$\Delta u_{z(GN\ \ DN)} > \Delta u_{z(GN\ \ SN)} + \Delta u_{z(SN\ \ DN)} \tag{7}$$

dla konfiguracji „z rozdzielonymi uzwojeniami" jak na rysunku 9.b

$$\Delta u_{z(GN\ \ DNI)} = \Delta u_{z(GN\ \ DNII)} \cong 2 \cdot \Delta u_{z(GN\ \ (DNI+DNII))} \tag{8}$$

$$\Delta u_{z(DNI\ \ DNII)} \cong 4 \cdot \Delta u_{z(GN\ \ (DNI+DNII))} \tag{9}$$

gdzie: $\Delta u_{z(GN\text{-}DN)}$ – napięcie zwarcia pary uzwojeń GN-DN odniesione do mocy uzwojenia GN, $\Delta u_{z(GN\text{-}SN)}$ – j.w., ale odnosi się do pary GN-SN, $\Delta u_{z(SN\text{-}DN)}$ – analogicznie, ale odnosi się to do pary SN-DN, $\Delta u_{z(GN\text{-}DNI)}$ – napięcie zwarcia pary uzwojeń GN-DNI odniesione do mocy uzwojenia GN, uz(GN-DNI) – j.w., ale odnosi się to do pary uzwojeń GN-DNII, $\Delta u_{z(GN\text{-}(DNI+DNII))}$ – napięcie zwarcia pary uzwojeń GN-(DNI-DNII), odpowiadające w zasadzie jednostce dwuuzwojeniowej o mocy uzwojenia GN[17].

W przedstawionych zależnościach tkwi istotny sens fizyczny, który pozwala na przedstawienie pewnych istotnych przy opracowywaniu Specyfikacji zasad konstrukcji uzwojeń:

dla tradycyjnej konfiguracji uzwojeń jak na rysunku 9.a

- o napięciu zwarcia par uzwojeń GN-SN i SN-DN decydują wymiary tych uzwojeń oraz promieniowe odległości między nimi. Konstruktor posiada możliwość ich kształtowania według potrzeb odbiorcy (np. zwiększenie szczeliny pary SN-DN w celu ograniczenia prądu zwarciowego na zaciskach uzwojenia DN),
- wartość napięcia zwarcia pary GN-DN, jak to wynika z zależności (2), jest zależna od pozostałych dwóch par i nie może być dowolnie przyjmowana w Specyfikacji Technicznej. Zamawiający może podać jej wartość przybliżoną, co będzie wskazówką dla konstruktora jaki jest preferowany układ uzwojeń na kolumnie. Może jednak zdać się w tym względzie na propozycje producenta,
- w spotykanych konstrukcjach, sprowadzone do mniejszej mocy, napięcie zwarcia pary uzwojeń SN-DN, jest mniejsze od *4÷5%.* Oznacza to (tablica 2), że mogą występować problemy z zapewnieniem odpowiedniej wytrzymałości zwarciowej uzwojenia o mniejszej mocy, którym zazwyczaj bywa uzwojenie DN. Powyższy problem dotyczy szczególnie mocy w zakresie *5÷40 MVA*. W takim przypadku konieczne są, jak podano w punkcie 2.3, odpowiednie uzgodnienia z producentem dotyczące wytrzymałości zwarciowej tego uzwojenia,
- w typowych rozwiązaniach uzwojenie SN zwykle ma moc pośrednią między wartościami dla uzwojeń GN i DN,
- w praktyce można też spotkać rozwiązanie, w którym uzwojenia SN i DN mają taką samą moc, lecz jedno z nich zajmuje położenie zewnętrzne w stosunku do GN (uzwojenie usytuowane w środku między DN i SN). Taka konfiguracja staje się pod względem relacji między napięciami zwarcia pewną analogią do konfiguracji z rysunku 9.b. Jest ona niekiedy przedstawiana pod nazwą „podwójnie koncentryczna wersja konfiguracji z rozdzielonymi uzwojeniami".

dla konfiguracji „z rozdzielonymi uzwojeniami" jak na rysunku 9.b

- konfiguracja ta na skutek zmniejszenia liczby promieniowych szczelin między uzwojeniami jest bardzo ekonomicznym rozwiązaniem transformatora trójuzwojeniowego, która jednak, stawia producentowi większe wymagania techniczne (m.in. w zakresie wytrzymałości zwarciowej),
- jednocześnie jest to rozwiązanie bardzo funkcjonalne, które pozwala na pracę trójuzwojeniową z pełną mocą wszystkich uzwojeń, przy niezależnym zasilaniu po stronie DNI i DNII np. dwóch oddzielnych odbiorców lub układów szyn zbiorczych. Możliwa jest też praca tylko jednej pary uzwojeń, np. GN-DNI z mocą ciągłą równą połowie mocy całej jednostki. Teoretycznie również możliwy jest bezpośredni przesył energii między uzwojeniami DNI i DNII bez udziału uzwojenia GN. W tym przypadku wymagana jest jednak konsultacja z producentem w zakresie mocy i czasu pracy, gdyż występuje silny, poprzeczny strumień rozproszenia. Generuje on dodatkowe duże straty w uzwojeniach i elementach konstrukcyjnych, które mogą grozić lokalnymi przegrzaniami,
- bardzo cenną, często wykorzystywaną w eksploatacji, cechą transformatora z rozdzielonymi uzwojeniami, jest duże napięcie zwarcia pary DNI-DNII (por. zależność (9)), która dobrze separuje elektrycznie odbiory dołączone do zacisków tych uzwojeń (m.in. zwarcie jednego z odbiorów nie powoduje spadków napięć na drugim z nich).

W odniesieniu do napięć zwarcia transformatorów, a w szczególności do autotransformatorów, istotną sprawą dla użytkownika jest jego zmienność zależna od położenia zaczepów regulacyjnych. Może bowiem wpływać ona na warunki pracy równoległej współpracujących jednostek, rozpływy mocy w zamkniętych układach przesyłowych, a także na spadki napięć w zasilanej sieci. W autotransformatorach zmiany napięcia zwarcia mogą być duże m.in. z powodu wysokiego udziału uzwojeń regulacyjnych w ogólnym przepływie. Większy niż w transformatorach i powoduje istotny wpływ uzwojeń regulacyjnych na strumień rozproszenia, a więc również na zmiany reaktancji na poszczególnych zaczepach. Należy dodać, że położenie geometryczne uzwojeń regulacyjnych względem pozostałych uzwojeń również oddziałuje na zmienność napięcia zwarcia.

Generalnie można stwierdzić, że najmniejsza zmienność napięcia zwarcia na poszczególnych zaczepach występuje przy regulacji niewydzielonej (rys. 10.a, krzywa a). Jednak ze względu na problemy z uzyskaniem odpowiedniej wytrzymałości zwarciowej transformatorów rozwiązanie to nie jest obecnie stosowane dla zakresu regulacji większej niż 5%. Natomiast w Polsce powszechnie stosowany jest układ regulacji odwracalnej o konfiguracji uzwojeń pokazanej na rys. 10.d (zależność napięcia zwarcia o położenia zaczepów – krzywa „d”).

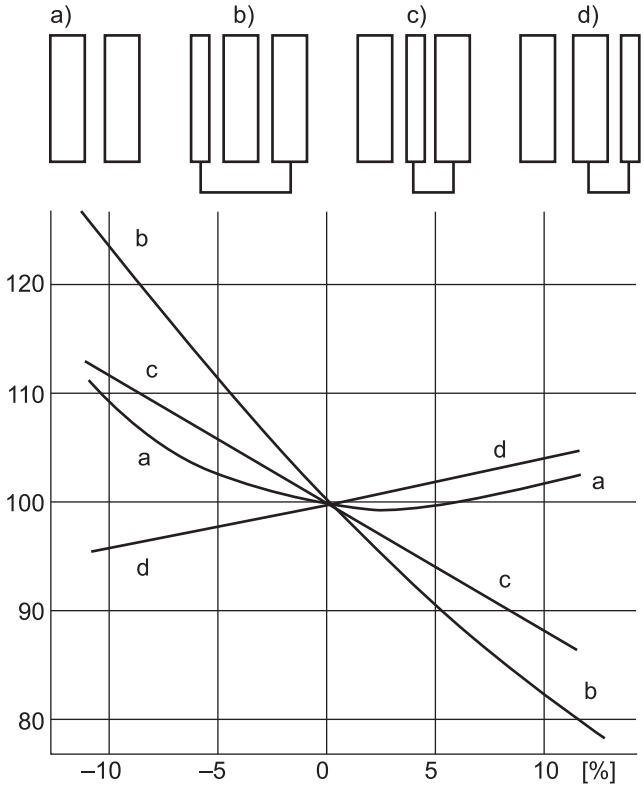
Tablica 2. Minimalne wartości impedancji zwarcia transformatorów z dwoma oddzielnymi uzwojeniami wg PN-EN 60076-5

Impedancja zwarcia przy prądzie znamionowym			
Moc znamionowa [kVA]			Minimalna impedancja zwarcia [%]
25	do	630	4,0
631	do	1 250	5,0
1 251	do	2 250	6,0
2 501	do	6 300	7,0
6 301	do	25 000	8,0
25 001	do	40 000	10,0
40 001	do	63 000	11,0
63 001	do	100 000	12,5
powyżej		100 000	>12,5

UWAGA 1 Wartości impedancji dla mocy znamionowej większej niż 100 000 kVA są na ogół uzgadniane pomiędzy wytwórcą a zamawiającym.

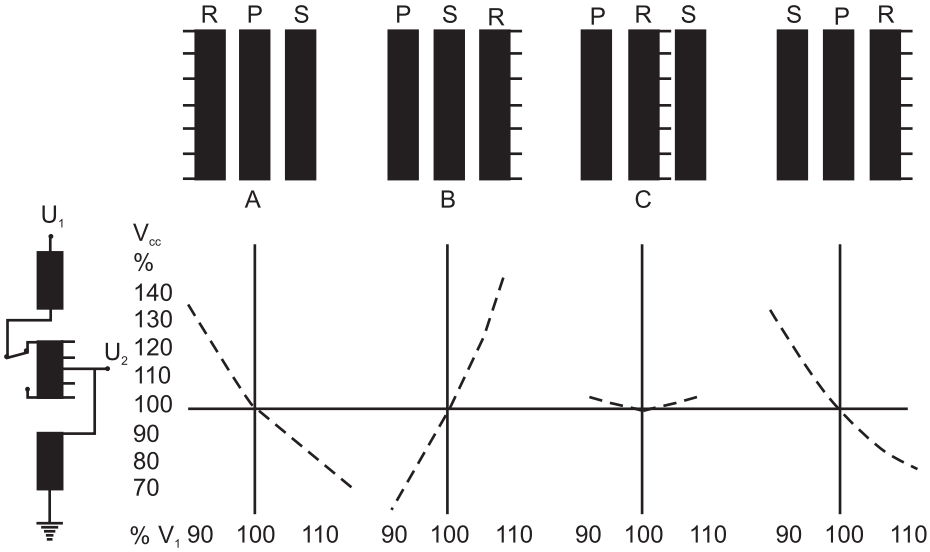
UWAGA 2 W przypadku jednostek jednofazowych połączonych w zespół trójfazowy, wartość mocy znamionowej dotyczy mocy zespołu trójfazowego.

Rzeczywiste, procentowe zmiany napięcia zwarcia w tym układzie regulacji można pokazać na przykładzie transformatora 40 MVA/110 kV o zakresie regulacji ±*16*% [17]. Dla regulacji zgrubnej – drobnej napięcie zwarcia na zaczepie „+*16*%” wzrosło o *10,7*% w stosunku do zaczepu znamionowego, natomiast na zaczepie „–*16*%” zmalało o *8,3*%. Z kolei dla regulacji odwracalnej wartości te wynosiły odpowiednio +*8,6*% oraz –*5,2*%.



Rys.10. Zmienność napięć zwarcia dla regulacji odwracalnej przy różnej konfiguracji uzwojeń oraz przy zastosowaniu regulacji niewydzielonej [21]

Nieco inną zmiennością napięcia zwarcia charakteryzują się autotransformatory. Rzeczywiste jej wartości można podać na przykładzie popularnego w Polsce autotransformatora sprzęgającego *160 MVA*/*220 kV* typu RTdxP125000/200 prod. ELIN-UNION (rys.11).



Rys. 11. Zmienność napięcia zwarcia (V_{cc}) dla autotransformatora 250 MVA, 230±10%/135 kV, regulacja w uzwojeniu szeregowym (S, GN), przy wykorzystaniu uzwojenia regulacji „odwracalnej" (R) [22]

Prezentowane wartości zmienności napięć zwarcia dla różnych układów regulacji prowadzą do ogólnego wniosku, że mogą one zmieniać się w dość szerokim zakresie w zależności od typu konstrukcji (układ uzwojeń w oknie rdzenia, transformator, autotransformator itp.). Tak więc jeżeli zamawiający jednoznacznie określi parametry konstrukcyjne transformatora to producent praktycznie nie ma możliwości wpływania na zmienność napięć zwarcia. Zostają jedynie drobne korekty wynikające z ewentualnych zmian geometrii uzwojeń regulacyjnych. Z tego też względu norma PN-EN 60076-1, w punkcie 5.5, podaje następujące zalecenia:

- przy zakresie regulacji nie większym niż ±*5*% należy w Specyfikacji jednostki podawać tylko wymagane napięcie zwarcia (impedancję zwarcia) dla zaczepu znamionowego,
- przy zakresie regulacji większym niż ±*5*% należy podawać trzy wartości napięcia zwarcia odpowiadające zaczepowi znamionowemu (*0*%) i dwóm zaczepom skrajnym. Dla jednostek trójuzwojeniowych, szczególnie gdy moce uzwojeń są nierówne, wskazane jest podawanie impedancji zwarcia w jednostkach bezwzględnych, tj. [Ω], co pozwoli uniknąć nieporozumień w interpretacji podanych liczb,
- jednocześnie autor chciałby podkreślić, że jego zdaniem, w uwadze punktu 5.5 norma wskazuje, że dla zaczepów skrajnych podane wartości napięć lub impedancji zwarcia należy traktować jako przybliżone (powody tego wyjaśniono powyżej), a ostateczne wartości gwarantowane winien podać producent w swojej ofercie.

Należy dodatkowo zauważyć, że w przypadku, gdy odbiorca poda w swojej Specyfikacji dokładne wartości napięcia zwarcia (np. wzorując się na jednostkach znanego sobie producenta), a następnie oczekuje ich zrealizowania w zamawianym transformatorze, to w konsekwencji praktycznie może wymuszać zbędne przewymiarowanie transformatora

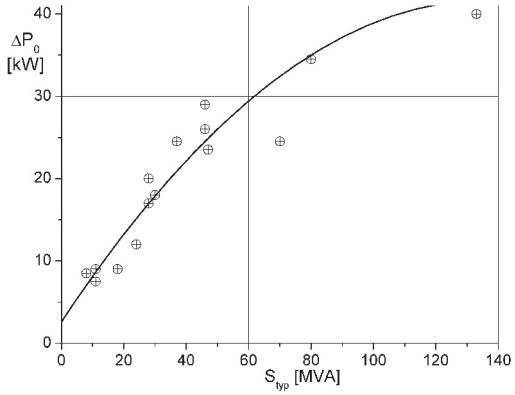
m.in. z powodu stosowania przez wytwórnie nieco innych zasad konstrukcyjno-technologicznych. Działanie takie, w kontekście i warunkach zamówień publicznych, ma duże znaczenie przy sporządzaniu specyfikacji przetargowej. Bowiem narzucenie dokładnie sprecyzowanych wartości napięć zwarciowych może spotkać się z zarzutem stosowania przez zamawiającego niedozwolonych i zakamuflowanych praktyk protekcjonistycznych.

3.11. STRATY JAŁOWE I OBCIĄŻENIOWE

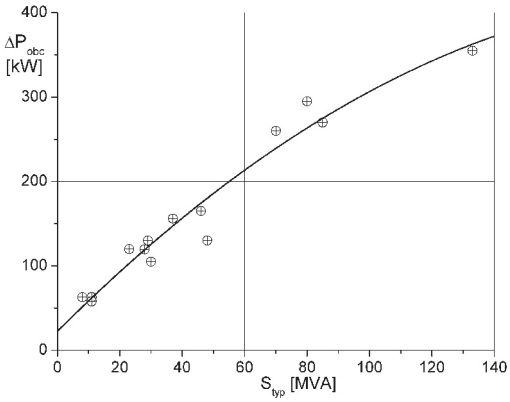
Według załącznika A do normy PN-EN 60076-1 nie jest konieczne podawanie w Specyfikacji nowego transformatora strat jałowych i obciążeniowych, gdyż prawa rynku zawsze doprowadzają do ich minimalizacji. Jest bowiem oczywiste, że w tych warunkach, producent będzie dążył do zapewnienia możliwie najmniejszych strat jałowych i obciążeniowych. W tej sytuacji odbiorca ma możliwość swobodnego wyboru oferty i kontrahenta spełniającego jego wymagania zarówno w zakresie ceny, warunków dostawy, jak i parametrów oferowanej jednostki, w tym także strat jałowych oraz obciążeniowych. W Polsce, gdzie rynek producentów jest dość „płytki" klient zwykle podaje jednak górne granice strat, powyżej których nie jest zainteresowany zakupem jednostek o takich parametrach. Taka praktyka przyśpiesza przeprowadzenia procedury przetargowej.

Pewną pomocą dla praktycznego określenia granicznych wartości strat są pokazane na rysunkach 12 oraz 13 zależności uśrednionych strat jałowych i obciążeniowych od mocy typowej wyznaczonej zgodnie z zależnością (3). Dane te odnoszą się do jednostek kategorii II na napięcie *110 kV*, które były wyprodukowane w kraju w ostatnim dziesięcioleciu (wg PN-EN 60076-5 są to transformatory o mocy w przedziale *2,5 ÷ 100 MVA*). Pochodzą z rzeczywistych procedur przetargowych, w których rzecz jasna, o wyborze nie zawsze decydują najlepsze parametry eksploatacyjne, a dość często liczy się najniższa cena lub marka producenta. Stąd na rysunkach 12 i 13 można zaobserwować pewien rozrzut wartości strat dla takich samych wartości mocy typowej. Należy zwrócić uwagę, że wartość strat pokazano w zależności od mocy typowej S_{typ}, nie zaś od mocy nominalnej S_n. Zabieg ten pozwolił umieścić na wykresach dane pochodzące z jednostek o niejednakowych napięciach zwarcia, w tym regulacyjnych o różnym zakresie regulacji, dwu- i trójuzwojeniowych, a także z rozdzielonymi uzwojeniami. Podane na rysunku 13 straty obciążeniowe dla typowych jednostek trójuzwojeniowych dotyczą pary głównej uzwojeń, zwykle o największych mocach. Dla jednostek z rozdzielonymi uzwojeniami straty dotyczą pracy wszystkich uzwojeń.

Przy okazji problematyki wyboru transformatora warto wyrazić opinię, że jedyną w miarę obiektywną metodą oceny parametrów technicznych jednostek jest analiza kosztów transformacji, której ogólne zasady podano w załączniku A na końcu części I podręcznika. Jednak równie ważny jest t.zw. „czynnik ludzki", na który składa się zaufanie do producenta, jego doświadczenie w produkcji danego typu jednostki, czy też doświadczenie w eksploatacji transformatorów.



Rys. 12. Wartości strat jałowych transformatorów kat. II, 110 kV w funkcji mocy typowej



Rys.13. Wartości strat obciążeniowych transformatorów kat. II, 110kV w funkcji mocy typowej

W przygotowywanym zapytaniu ofertowym istotne jest, w jakiej formie podawane są wymagania techniczne. Forma ta powinna być zgodna z zaleceniami podanymi w normie PN-EN 60076-1. Jednak praktyka przedkładanych Specyfikacji często bywa odmienna i wprowadza wiele niejednoznaczności. Przykładowo, w odniesieniu do wymaganego poziomu strat jest on określany w postaci nierówności:

wymagane straty $\leq$ ***podana wartość graniczna strat*** (10)

Mimo, że z formalnego punktu widzenia zapis ten jest poprawny, jednak w świetle wymagań w/w normy jest nieprecyzyjny. Bowiem nie wynika z niego czy klient wymaga, aby pomierzone na stacji prób straty spełniały tę zależność, czy też chodzi o wartość gwarantowaną, która może być przekroczona z podaną w normie tolerancją. Jeżeli w porę ta niejednoznaczność nie zostanie usunięta i producent nie umieści w swojej Specyfikacji i kontrakcie właściwego sposób zapisu strat (np. powtórzy odpowiadający nierówności (8) zapis z zapytania ofertowego), to przy odbiorze technicznym transformatora na Stacji Prób może powstać wątpliwość, czy jednostka spełnia uzgodnione wymagania kontraktu czy też nie. W takim przypadku prawne rozstrzygnięcia nie zawsze muszą być z korzyścią dla odbiorcy! W celu uniknięcia takich problemów, proponuje się stosowanie w Specyfikacji jednej z niżej podanych form zapisu strat:

straty gwarantowane $\leq$ ***podana wartość graniczna strat*** (11)

straty gwarant. z tol. 0% $\leq$ ***podana wartość graniczna strat*** (12)

Oczywistym jest, że zapis (11) ma zastosowanie gdy dopuszcza się, aby rzeczywiste zmierzone straty mogły przekraczać wartość gwarantowaną o dopuszczalną tolerancję, określoną w tablicy 1 normy PN-EN 60076-1.

Dla wyjaśnienia należy też dodać, że norma PN-EN 60076-1 w następujący sposób definiuje straty mocy w transformatorze (autotransformatorze):

Straty jałowe (punkt 3.6.1 normy)

„*Moc czynna pobierana przez transformator (autotransformator) przy doprowadzeniu znamionowego napięcia (napięcia zaczepowego) o znamionowej częstotliwości do zacisków jednego z uzwojeń, przy rozwartych pozostałych uzwojeniach*".

Straty obciążeniowe (punkt 3.6.3 normy)

„*Moc czynna pobierana przy znamionowej częstotliwości oraz temperaturze odniesienia (dla jednostek olejowych 75°C) i związana z jedną parą uzwojeń, wtedy gdy przez zaciski liniowe jednego uzwojenia płynie prąd znamionowy (zaczepowy), a zaciski drugiego są zwarte. Zaciski dalszych uzwojeń – jeżeli istnieją – są rozwarte*".

Uwzględniając, że w w/w normie występuje szereg dodatkowych przypisów i wyjaśnień do powyższych definicji, to podając w specyfikacji technicznej straty należy mieć na uwadze, że:

- straty jałowe są gwarantowane nie tylko dla wartości znamionowych napięcia i częstotliwości, ale także zakładają sinusoidalny kształt napięcia zasilającego. Jeżeli podczas próby napięcie nie spełnia tych wymagań, zmierzone straty musza być przeliczone na warunki znamionowe,
- jeżeli regulacja napięcia jest przy zmiennym strumieniu (symbol VFVV), to jeżeli nie ustalono inaczej, straty jałowe (znamionowe, gwarantowane) odnoszą się do zaczepu znamionowego,
- przy zakresie regulacji do *5%* i mocy znamionowej do, gwarantowane straty obciążeniowe dotyczą zaczepu *0%* i dla tego zaczepu jest wykonywana próba cieplna,
- jeżeli zakres regulacji jest większy niż *5%* lub moc jest większa od, to należy określić dla jakiego zaczepu – poza znamionowym – wytwórca winien gwarantować straty obciążeniowe. Uwaga to w szczególności dotyczy jednostek z regulacją przy stałym prądzie,
- w jednostkach 3-uzwojeniowych, w których moce poszczególnych uzwojeń tworzących parę są różne, straty obciążeniowe dla danej pary odnosi się zawsze do mniejszej z mocy. Norma PN-EN 60076-1 nie określa jednak, dla której z par uzwojeń należy gwarantować straty obciążeniowe. Dlatego powinno to być sprecyzowane w Specyfikacji Technicznej. Również zalecane, aby podać zaczepy, dla których będą gwarantowane straty obciążeniowe. Pewną pomocą w tym względzie może być ukształtowana w tym zakresie praktyka, dotycząca tradycyjnych jednostek trójuzwojeniowych oraz jednostek z „rozdzielonymi uzwojeniami",
- w tradycyjnych trójuzwojeniowych jednostkach straty obciążeniowe są gwarantowane zwykle – o ile nie jest to sprecyzowane – dla zaczepu *0%* oraz dla pary uzwojeń o największych mocach, zwanej też często „parą główną", której zasadniczym elementem pozostaje uzwojenie GN. Wynika to z faktu, że pełni ona nadrzędną rolę w eksploatacji,

a jej straty są największe. W takiej typowej sytuacji obciążenie uzwojenia trójnego (DN) jest mniejsze niż wynika to z bilansu mocy wszystkich uzwojeń, a nawet od obciążenia znamionowego. Teoretycznie jednak możliwości rozkładu obciążeń pomiędzy poszczególne uzwojenia w transformatorze trójuzwojeniowym jest bardzo dużo i zamawiający powinien w Specyfikacji wskazać (por. uwaga 1 w punkcie 3.5.3 normy PN-EN 60076-1) jakie będą eksploatacyjne obciążenia poszczególnych uzwojeń. Jest to niezbędne do wyznaczenia całkowitych strat obciążeniowych w jednostce tróuzwojeniowej oraz zaprojektowania układu chłodzenia. Oczywiście podanie tych danych znajdzie swe odbicie w cenie jednostki. Jeżeli zamawiający nie sprecyzuje w Specyfikacji obciążeń poszczególnych uzwojeń to, zgodnie z punktem 5.2.3 normy PN-EN 60076-2, producent powinien określić straty zastępcze wg procedury podanej w załączniku B oraz na ich podstawie zaprojektować układ chłodzenia. Ten ostatni sposób wyznaczenia układu chłodzenia charakteryzuje się z reguły pewnymi rezerwami w stosunku do potrzeb eksploatacyjnych,

- w jednostkach trójuzwojeniowych z dzielonymi uzwojeniami, w których moce uzwojeń spełniają zwykle zależność (3), istnieje możliwość jednoznacznego wyznaczenia na drodze obliczeniowej i pomiarowej sumarycznych strat obciążeniowych przy pracy wszystkich uzwojeń z prądami znamionowymi (praca uzwojeń GN – (DN1 + DN2)). Te właśnie straty – jeżeli zamawiający nie wskaże inaczej – są uznawane za gwarantowane straty obciążeniowe całej jednostki.

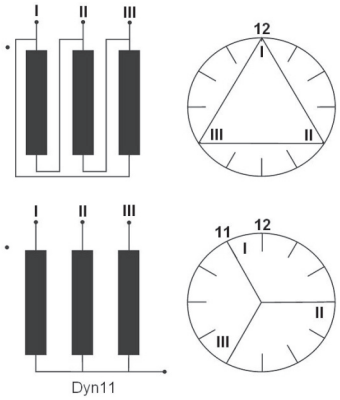
3.12. PRĄD STANU JAŁOWEGO

Według załącznika A do normy PN-EN 60076-1 również nie jest konieczne podawanie w Specyfikacji zamawianego transformatora (autotransformatora) prądu jałowego. Jest to parametr, który przy obecnym zaawansowaniu technologicznym oraz stosowanych materiałach, w dobrze zaprojektowanych i wykonanych jednostkach uzyskuje wartości, które w pełni satysfakcjonują użytkownika. Pomimo tego należy żądać w Specyfikacji przetargowej, aby oferenci transformatorów, a także i autotransformatorów, podawali gwarantowane wartości prądu stanu jałowego dla swoich wyrobów. Na podstawie bowiem tych wartości, można wnioskować o jakości ich procesów technologicznych stosowanych przy produkcji rdzeni, zastosowanych materiałach magnetycznych, jak i stopniu wykorzystania tego materiału w danej konstrukcji. Prąd stanu jałowego może więc być również istotnym parametrem branym pod uwagę przy ocenie technicznej ofert i wpływać na wybór oferenta. Dla ogólnej orientacji można podać, że w jednostkach dużej mocy (kat. III wg PN-EN 60076-5) prąd ten może być znacznie niższy niż *0,1*%, natomiast w jednostkach średniej mocy (kat. II) mimo, że przekracza tę wartość, to zwykle nie jest większy niż *0,4*%. Należy dodać, że zgodnie z normą PN-EN 60076-1 – punkt 3.6.2 uwaga 2, prąd stanu jałowego wyraża się w [%] prądu znamionowego, co w odniesieniu do jednostek dwuuzwojeniowych jest w pełni jednoznaczne. Natomiast w transformatorach trójuzwojeniowych prąd stanu jałowego należy zawsze odnosić do prądu znamionowego uzwojenia o największej mocy, którym zwykle jest uzwojenie GN. Oczywiście, w normie pod pojęciem prądu znamionowego rozumie się znamionowy prąd zaciskowy. Ma to szczególne znaczenie w autotransformatorach, gdyż błędem byłoby w takiej jednostce prąd stanu jałowego odnosić do prądu znamionowego uzwojenia wspólnego, który odpowiada mocy własnej i jest mniejszy od prądu na zacisku tego uzwojenia (rys. 6).

3.13. UKŁAD POŁĄCZEŃ TRANSFORMATORA

Jest to jeden z podstawowych parametrów transformatora rzutujący na jego konstrukcję oraz koszty produkcji. Dlatego rodzaj układu połączeń musi by podany w Specyfikacji, co narzuca też Załącznik A do normy PN-EN 60076-1. Zgodnie ze stosowaną w tej normie metodyką, prawie nie zmienioną w stosunku do wcześniejszych norm (np. PN-83/E-06040), rodzaj układu połączeń oznacza się odpowiednimi symbolami:

- litery **Y, D, Z** oznaczają odpowiednio układ połączeń w **gwiazdę, trójkąt i zygzak** i dotyczą uzwojenia górnego napięcia **GN**,
- litery **y, d, z** oznaczają również układ połączeń w **gwiazdę, trójkąt i zygzak**, ale odnoszą się do uzwojeń: średniego (**SN**) lub dolnego (**DN**) napięcia,
- litery **N** lub **n** oznaczają wyprowadzony na pokrywę zacisk gwiazdowy danego uzwojenia, przy czym duża litera odnosi się do uzwojenia **GN**, a mała do **SN** względnie **DN**. Oznaczenia te umieszcza się po symbolach literowych układów połączeń Y, y, Z lub z,
- litery **auto** lub w skrócie **a** po znakach YN względnie ZN, oznaczają połączenie autotransformatorowe,
- litery **III** lub **iii** oznaczają otwarte połączenie uzwojeń (odpowiednio GN, względnie SN lub DN) transformatora trójfazowego,
- symbol **+d** oznacza uzwojenie stabilizujące (bez wyprowadzonych zacisków na pokrywę) i winien być podany po oznaczeniach uzwojeń przeznaczonych do obciążenia,
- przesunięcie „godzinowe" wskazów napięć fazowych uzwojeń SN lub DN względem uzwojenia GN podaje się w postaci cyfry (od *1* do *12*) po każdym symbolu uzwojenia SN i DN. Za położenie wskazu fazy uzwojenia GN zawsze przyjmuje się godzinę ***12*** (rys. 14).



Rys. 14. Układ połączeń uzwojeń 3-fazowego transformatora dwuuzwojeniowego oraz układ wskazów napięć.

Niekiedy w praktyce spotyka się transformatory przełączalne, wykorzystując połączenie szeregowo-równoległe jednego z jego uzwojeń lub połączenie gwiazda-tójkąt. W takich przypadkach norma zaleca stosować symbolikę zgodna z niżej podanym przykładem. Dla lepszego zrozumienia zwykle bywa ona uzupełniana przekładniami napięciowymi:

a) 220(110)/10,5kV YN(YN)d11,

b) 110/11(6,35)kV YNy0(d11).

3.14. SPOSÓB UZIEMIENIA SIECI

Zgodnie z załącznikiem A do normy PN-EN 60076-5 odbiorca winien podać w Specyfikacji pełne informacje o sposobie uziemienia sieci dołączonych do zacisków transformatora oraz uziemienia jego punktów gwiazdowych. Informacje te są związane z podanymi przez odbiorcę napięciami probierczymi transformatora oraz są niezbędne producentowi dla poprawnego zaprojektowania jednostki pod względem zwarciowym.

3.15. WYTRZYMAŁOŚĆ ZWARCIOWA

W transformatorach parametr ten zwykle określany bywa zgodnie z normą PN-EN 60076-5, z jednoczesnym uwzględnieniem warunków zwarciowych w miejscu zainstalowania jednostki (punkt 2.3). Jeżeli zamawiający nie poda w Specyfikacji dla jakich zwarć jednostka ma mieć gwarantowaną wytrzymałość zwarciową, gwarancje winny odnosić się do wszystkich możliwych zwarć na jej zaciskach. Należy jednak wyraźnie pokreślić, że transformator nigdy nie jest odporny na zwarcia wewnętrzne, co jest zastrzeżone w normie. Ma to istotne znaczenie np. dla złożonych układów regulacyjnych, tworzonych nawet z kilku transformatorów, w których pewne połączenia wewnętrzne mogą być wyprowadzane poprzez przepusty na zewnątrz transformatora (np. w rozwiązaniach dwu-kadziowych). W tych też rozwiązaniach połączenia te winny być chronione przed zwarciami, gdyż są to elementy wewnętrzne transformatora, a z założenia, na takie zwarcia jednostka nie jest odporna.

Tablica 3. Maksymalne dopuszczalne wartości średniej temperatury każdego uzwojenia po zwarciu wg PN-EN 60076-5

Typ transformatora	Temperatura układu izolacyjnego [^{o}C] (w nawiasach klasa cieplna)	Maksymalna wartość temperatury [^{o}C]	
		Miedź	Aluminium
Olejowy	105 (A)	250	200
Suchy	105 (A)	180	180
	120 (E)	250	200
	130 (B)	350	200
	155 (F)	350	200
	180 (H)	350	200
	200	350	200
	220	350	200

UWAGA 1 W przypadku uzwojeń wykonanych ze stopów aluminium o wysokiej wytrzymałości na rozrywanie, można dopuścić wyższe wartości maksymalnej temperatury, ale nie przekraczające odpowiednich wartości dla miedzi, o ile tak zostanie uzgodnione między wytwórcą a zamawiającym.

UWAGA 2 Jeżeli w transformatorach olejowych użyto układów izolacyjnych o klasie cieplnej innej niż klasa A, to po uzgodnieniu między wytwórcą a zamawiającym można dopuścić inne maksymalne wartości temperatury.

Należy podkreślić, że w ramach oceny wytrzymałości zwarciowej transformatora, norma PN-EN 60076-5 wymaga sprawdzenia również wytrzymałości termicznej i dynamicznej. Wytrzymałość termiczną sprawdza się wyłącznie metodą obliczeniową dla określonego przez klienta maksymalnego czasu trwania zwarcia i przy uwzględnieniu dopuszczalnej przez normę temperatury dla danego materiału przewodu nawojowego i typu izolacji (tablica 3). Jeżeli natomiast odbiorca nie określi w specyfikacji maksymalnego czasu zwarcia, a tylko powoła się na powyższą normę, to producent winien przyjąć – niezależnie od mocy i przeznaczenia jednostki – maksymalny czas zwarcia $t = 2s$.

W odniesieniu do weryfikacji dynamicznej wytrzymałości zwarciowej transformatorów energetycznych norma PN-EN 60076-5 uznaje co następuje:

a) zwarciowa wytrzymałość dynamiczna może być generalnie weryfikowana metodą próby dynamicznej lub metodą obliczeniową połączoną z analizą konstrukcji i wykonawstwa. Obie te metody norma uznaje za równoważne, o ile będą zrealizowane zgodnie podanymi w niej zasadami,
b) dla transformatorów kat. I (do *2500 kVA*) norma uznaje za najbardziej właściwą, najprostszą oraz najtańszą metodę weryfikacji na drodze rzeczywistej próby dynamicznej wykonanej na jednej lub dwóch jednostkach z całego zamówienia. Również i dla tych jednostek norma dopuszcza w uzasadnionych przypadkach ocenę obliczeniową, jednak nie wymienia szczegółowych procedur z tym związanych (zdaniem autora należałoby we własnym zakresie przystosować procedury zalecane dla jednostek kat. II i III),
c) jeżeli do oceny wytrzymałości zwarciowej wybiera się próbę dynamiczną, należy to podać w Specyfikacji transformatora (autotransformatora). Należy też mieć na uwadze fakt, że zgodnie z punktem 3.11.3 normy PN-EN 60076-1 taka próba jest traktowana jako specjalna i jej koszty pokrywa odbiorca, chyba że uzgodniono z wykonawcą inaczej,
d) norma podaje szczegółowe procedury dotyczące próby jednostek kat. I i II. Dla jednostek dużych, należących zwykle do kat. III, które ze względu na możliwości probiercze, nie mogą być próbowane zgodnie z tymi procedurami, konieczne są w tym względzie odpowiednie ustalenia miedzy odbiorcą i producentem,
e) jeżeli do oceny wytrzymałości zwarciowej wybiera się metodę obliczeniową połączoną z analizą konstrukcji i wykonawstwa, to wymagana jest weryfikacja wyników obliczeń przez porównanie z uprzednio próbowanym, podobnym transformatorem, albo za pomocą prób na odpowiednich modelach. Odpowiednie, związane z tym procedury podano **w załącznikach A i B** normy PN-EN 60076-5.

Podając w Specyfikacji metodę weryfikacji wytrzymałości zwarciowej w postaci próby dynamicznej należy uwzględnić fakt, że w polskich warunkach graniczna moc, przy której jest możliwe przeprowadzenie takiej próby wynosi ok. *60 MVA*. Takimi możliwościami technicznymi dysponuje w zasadzie zwarciownia sieciowa Instytutu Energetyki w Warszawie, jednak w praktyce nie wykonano próby dynamicznej na jednostkach większych niż *31,5 MVA*/ *110 kV*. Tak więc próby jednostek o większej mocy należy wykonywać poza granicą np. w zwarciowni KEMA w Holandii lub RANDISONE we Włoszech. Koszt takich badań, poza kosztem transportu, i ewentualnego demontażu jednostki dla ostatecznej weryfikacji wyniku próby, wynosi ok. *10*% ceny transformatora.

Z praktyki realizacji zamówień wynika natomiast, że próby zwarciowe jednostek średniej mocy wykonuje się obecnie bardzo rzadko [23], natomiast częściej są one przeprowa-

dzane dla transformatorów rozdzielczych (kat. I). Z tego powodu większość przekazywanych do eksploatacji transformatorów i autotransformatorów, szczególnie dużej mocy ma wytrzymałość zwarciową weryfikowaną obliczeniowo.

Warto też zauważyć, że gdy odbiorca dokonuje w Specyfikacji zapisu o obliczeniowej weryfikacji wytrzymałości zwarciowej, to norma PN-EN 60076-5 wymaga, aby wybrany w przetargu producent udowodnił zamawiającemu ten fakt według ściśle określonych procedur podanych w załącznikach A i B do w/w normy. Jeżeli przedstawione uzasadnienie jest nieprzekonywujące dla odbiorcy, ma on jeszcze czas oraz prawo żądania rozstrzygnięcia ewentualnych wątpliwości przez wykonanie próby zwarciowej. Takie sytuacje spotyka się w praktyce innych krajów [26], co potwierdza, że przyjęte w normie zapisy nie mają tylko charakteru formalnego, ale są merytorycznie istotne oraz wynikają z wypracowanej praktyki między zamawiającym i producentem. W tym względzie wydaje się, że przyjmowanie przez polskich zamawiających z reguły obliczeniowej weryfikacji wytrzymałości zwarciowej jest raczej deklaratywne. Ale, z drugiej strony, w pewnym stopniu upoważnia do tego mała awaryjność eksploatowanych jednostek.

Jakkolwiek zagadnienie procedur weryfikacji deklarowanej przez producenta obliczeniowej wytrzymałości zwarciowej wykracza poza temat samej Specyfikacji Technicznej transformatora, wydaje się jednak celowe podanie istotnych elementów tych procedur, które obejmują m.in.:

- przegląd rozwiązań konstrukcyjno-technologicznych transformatora w oparciu o udostępnioną przez producenta do wglądu odpowiednią dokumentację, wraz z omówieniem jej istotnych elementów,
- przedstawienie przez producenta wyników obliczeń zwarciowych transformatora i ocena tych wyników w oparciu o jedną z poniższych metod:
- przez porównanie z transformatorem wzorcowym, który pomyślnie przeszedł próbę zwarcia,
- przez sprawdzenie metod obliczenia wytrzymałości zwarciowej stosowanych przez wytwórcę
- przegląd projektu transformatora i formalne uznanie jego wytrzymałości przez podpisanie wspólnego protokółu.

Uwaga: Podpis nabywcy nie zwalnia wytwórcy z jego obowiązków zapewnienia zgodności oraz zdolności transformatora w zakresie jego wytrzymałości zwarciowej w eksploatacji.

Ponadto norma PN-EN 60076-5 zaleca, aby dokumenty przedstawione przez wytwórcę jako dane wejściowe do przeglądu projektu obejmowały:

a) karty danych elektromagnetycznych projektu potrzebnych do obliczeń,
b) rysunki lub szkice kompletnych uzwojeń i układu izolacyjnego w oknie rdzenia z uwzględnieniem rodzaju materiału,
c) obliczenie wartości prądu zwarcia (wartości szczytowej i wartości skutecznej przy zwarciu symetrycznym) występującego w każdym pojedynczym uzwojeniu, będącego efektem pracy w wymaganych warunkach eksploatacji i rozważanym zwarciu. W przypadku uzwojenia (uzwojeń) z zaczepami wymagane jest zwrócenie uwagi na pozycję przełącznika zaczepów,
d) obliczenie podstawowych sił zwarcia (wartość szczytowa przy najwyższej wartości rozpatrywanego prądu), odniesionych do danego przypadku zwarcia, pozycji zaczepowej oraz względnego położenia geometrycznego uzwojeń rozpatrywanego projektu. Należy uzyskać pełną informację, w przypadku, gdy do obliczeń strumienia rozproszenia

i sił elektromagnetycznych przyjęto uproszczony układ geometryczny uzwojeń, rdzenia oraz kadzi.

Jednocześnie norma zastrzega, że informacje uzyskane przez nabywcę przy okazji przeglądu projektu są własnością intelektualną wytwórcy i powinny pozostać poufne.

3.16. POZIOM IZOLACJI UZWOJEŃ

Zgodnie z normą PN-EN 60075-3 „Transformatory część 3: Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne" każdemu uzwojeniu winno być przypisane najwyższe napięcie robocze U_m i skojarzone z nim znamionowe wartości napięcia izolacji (punkt 2.4). Zakres informacji, które powinny się znaleźć w sporządzonej przez producenta Specyfikacji Technicznej zamawianego transformatora określa załącznik C do tej normy. Ponadto poza omówionymi wcześniej danymi podaje się także:

- znamionowe napięcia probiercze izolacji zacisków liniowych uzwojeń (tablica 4),
- w przypadku uzwojenia o izolacji stopniowanej należy podać znamionowe napięcia probiercze dla punktu gwiazdowego. W przypadku braku prób udarem piorunowym należy podać tylko probiercze napięcia przemienne. Według przyjętej w Polsce praktyki punkt gwiazdowy nie jest badany udarem piorunowym uciętym,
- w przypadku prób napięciowych zacisków liniowych udarem piorunowym uciętym należy podać wartość szczytową napięcia. Według punku 14.1 normy wartość szczytowa udaru piorunowego uciętego winna być o *10*% większa od wartości szczytowej udaru piorunowego „pełnego", a czas ucięcia winien wynosić od 2 μs do 6 μs,
- dla transformatorów o największym napięciu roboczym uzwojenia GN $U_m = 245\ kV$ należy podać informacje czy może być pominięta próba udarem łączeniowym. (dopuszcza się to tylko wtedy, gdy jest stosowana krótkotrwała próba indukowanym napięciem przemiennym – tablica 4),
- jeżeli dla transformatorów o największym napięciu roboczym uzwojenia GN $U_m \geq 245\ kV$ jest wymagana krótkotrwała próba napięciem indukowanym to należy określić procedury przeprowadzenia próby dla izolacji niestopniowanej (wg punktu 12.2 normy) oraz dla izolacji stopniowanej (wg punktu 12.3 normy).

Uwaga: w załączniku C norma zaleca też, aby na etapie uzgodnień kontraktowych lub przeglądu konstrukcji uzgodnić schematy probiercze prób napięciowych, a także szczegóły ich przeprowadzenia, co odnosi się przede wszystkim do skomplikowanych układów uzwojeń i stopniowanej izolacji.

Zalecane przez w/w normę wartości napięć probierczych podano w tablicach 5 i 6.

W normie PN-EN 60076-3 przyjęto następujący system oznaczeń napięć probierczych, który jest wygodne w użyciu, zrozumiały przez producentów, a także zalecany do stosowania w Specyfikacji Technicznej:

LI – probierczy udar piorunowy pełny i ucięty dla zacisków liniowych i punktu gwiazdowego każdego z uzwojeń,

SI – probierczy udar łączeniowy dla zacisków liniowych uzwojeń o największym U_m,

AC lub **ACSD** – krótkotrwałe napięcie probiercze indukowane lub doprowadzone z obcego źródła do zacisków liniowych uzwojeń lub punktu gwiazdowego. Próba ta jest zwykle przeprowadzana jest równocześnie z pomiarem wyładowań niezupełnych, a jej pozytywny wynik potwierdza brak takich wyładowań w warunkach eksploatacyjnych. Mimo to

pomiarów wyładowań niezupełnych można nie wykonywać, ale powinno to być wyraźnie podane w specyfikacji zamawianej jednostki, a także w podpisanym później kontrakcie. Próba ta jest sprawdzianem jakości wykonania konstrukcji transformatora.

ACLD – napięcie probiercze długotrwałe zacisków liniowych uzwojenia, które poprzez pomiar wyładowań niezupełnych sprawdza odporność układu izolacyjnego na przepięcia dorywcze i długotrwałe podczas eksploatacji. Może ona być uzupełnieniem próby AC (ACSD) lub też próbą niezależną (tablica 4).

Zwykle jest stosowana dla $U_m > 72,5\ kV$, ale po uzgodnieniach między producentem a odbiorcą może być również stosowana dla $U_m \leq 72,5\ kV$. Celem tej próby jest kontrola jakości wykonanego transformatora i weryfikacja jego odporności na przepięcia łączeniowe i robocze.

Tablica 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 i 14)	udarem łączeniowym (SI) (patrz rozdział 15)	długotrwała napięciem przemiennym (ACLD) (patrz 12.4)	krótkotrwała napięciem przemiennym (ACSD) (patrz 12.2 lub12.3)	napięciem przemiennym doprowadzonym (patrz rozdział 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
	$170 < U_m \leq 300$	wyrobu	wyrobu (uwaga 2)	wyrobu	specjalna (uwaga 2)	wyrobu
	$U_m \geq 300$	wyrobu	wyrobu	wyrobu	specjalna	wyrobu

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

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

Wartości napięć probierczych podane są w tablicach 4, 5, 6, a szczegóły dotyczące metodyki i warunków przeprowadzenia prób napięciami probierczymi **ACSD** i **ACLD** zawiera rozdział 12 normy PN-EN 60076-3. Pomimo, że tematyka metodologii prób napięciowych wykracza nieco poza ramy tego podręcznika, to jednak wydaje się, że podanie choćby ogólnych wiadomości z tego zakresu będzie bardzo pomocne przy sporządzaniu

Specyfikacji Technicznej oraz przy egzekwowaniu warunków zamówienia. Z tego powodu, w dalszej części omówione będą najważniejsze próby napięciowe.

Tablica 5. Znamionowe napięcia probiercze uzwojeń transformatorów dla $U_m < 170$ kV

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kV (wartość skuteczna)	Zanamionowe napięcie probiercze piorunowe kV (wartość szczytowa)	Zanamionowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone kV (wartość skuteczna)
3,6	20, 40	10
7,2	60	20
12	75	28
17,5	95	38
24	125	50
36	145, 170	70
52	250	95
60	280	115
72,5	325	140
100	380, 450	150, 185
123	550	230
145	650	275
170	750	325

Uwaga Linie przerywane mogą wymagać dodatkowych prób wytrzymałości izolacji międzyfazowej, w celu wykazania, że wytrzymuje ona wymagane napięcia probiercze międzyfazowe

Uwaga: uzwojenia niskonapięciowe o U < 1,1 kV powinny być badane napięciem probierczym przemiennym o wartości 3 kV

Tablica 6. Znamionowe napięcia probiercze uzwojeń transformatorów dla U_m > 170 kV

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kV (wartość skuteczna)	Znamionowe probiercze napięcie łączeniowe między fazą, a ziemią kV (wartość szczytowa)	Znamionowe probiercze napięcie piorunowe kV (wartość szczytowa)	Znamionowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone kV (wartość skuteczna)
245	550	650	325
	650	750	360
300	750	850	395
362	850	950	460
	950	1050	510
		1175	
420	850	1050	460
	950	1175	510
550	1050	1300	570
	1175	1425	630
	1300	1550	680
	1300	1675	uwaga 3
	1425	1800	uwaga 3
	1550	1950	uwaga 3
		2100	

Uwaga 1 Linie przerywane nie są zgodne z normą IEC 60071-1, lecz są powszechną praktyką w niektórych krajach.

Uwaga 2 Dla transformatorów z izolacją niestopniowaną o bardzo niskich wartościach znamionowych napięć 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 spełnione zostały wymagania odnośnie do międzyfazowych napięć probierczych. Stosuje się to do niższych poziomów izolacji przypisanych różnym napięciom U_m w tablicy.

Próba napięciem ACSD

Jest to od wielu lat stosowana próba napięciowa (określana często jako **AC**, w gwarze fabrycznej zwana „zwyżką”), dla której wartość napięcia probierczego określa się z tablicy 5 i 6 na podstawie wartości U_m. W standardowym, tradycyjnym wykonaniu, próbie tej nie towarzyszy pomiar wyładowań niezupełnych (WNZ). Czas próby wynosi *60 s*, jednak może być skrócony, zgodnie z podanym w normie wzorem, jeżeli częstotliwość napięcia probierczego jest większa od podwojonej częstotliwości znamionowej. Metodyka próby jest oczywista dla transformatorów o niestopniowanej izolacji, zaś bardziej skomplikowana dla jednostek o izolacji stopniowanej. W tym ostatnim przypadku jest wykonywana zwykle przy wzbudzeniu 1-fazowym i w zależności od schematu układu probierczego muszą być odpowiednio skorelowane napięcia probiercze doziemne, międzyfazowe i punktu gwiazdowego. Punkt 12.3 normy PN-EN 60076-5 podaje wszystkie niezbędne szczegóły do wykonania tej próby.

Próba **ACSD** ma bardziej złożony przebieg (punkt 12.2.2 normy) jeżeli w jej trakcie równocześnie wykonywany jest pomiar wyładowań niezupełnych. W tym wariancie próby norma wymaga, aby zmiany napięcia probierczego w czasie były takie jak pokazano na rysunku 15, przy czym wartości czasów C i D oraz napięć U2 i U1 są następujące:

<u>*Parametry czasowe*</u>

$C \leq 60\ s$ w zależności od częstotliwości napięcia przy próbie, (13)

$D \geq 5\ min$,

<u>*Parametry napięciowe dla izolacji niestopniowanej*</u>

$$U_2 = \begin{cases} 1{,}3U_m / \sqrt{3} & \text{– napięcie doziemne zacisku liniowego uzwojenia} \\ 1{,}3U_m & \text{– napięcie między fazami} \end{cases} \qquad (14)$$

U_1 – zgodnie z danymi z tablicy 5 lub 6.

Znormalizowane wartości napięć U_1 oraz U_2, które należy podać w Specyfikacji Technicznej zestawiono w tablicy 7.

Wynik próby jest pozytywny jeżeli: – nie wystąpi gwałtowny spadek napięcia probierczego, a ustabilizowany poziom WNZ przy U_2 w czasie *D* (rys. 15) nie przekroczy *300 pC*, oraz nie wykazuje tendencji wzrostowej. Natomiast dla napięcia $1{,}1U_m / \sqrt{3}$ ustabilizowany ładunek pozorny WNZ nie przekroczy wartości *100 pC*.

<u>Parametry napięciowe dla izolacji stopniowanej</u>

Metodyka próby dla jednostek 3-fazowych jest bardziej skomplikowana niż dla izolacji niestopniowanej, gdyż wymaga zwykle dwóch prób:

a) sprawdzenie izolacji doziemnej w analogiczny sposób jak dla niestopniowanej izolacji,
b) sprawdzenia izolacji międzyfazowej, przy uziemionym punkcie gwiazdowym przy uwzględnieniu, że:

$$U_Z = \begin{cases} 1{,}3\,U_m \text{ dla } U_m \le 550\ kV \text{ i napięciach probierczych} > 510\ kV \\ 1{,}2\,U_m \text{ dla } U_m = 550\ kV \text{ i } 550\ kV \text{ i napięciach probierczych } 460\ kV \text{ oraz } 510\ kV \end{cases} \quad (15)$$

U_1 – zgodnie z danymi z tablicy 5 lub 6.

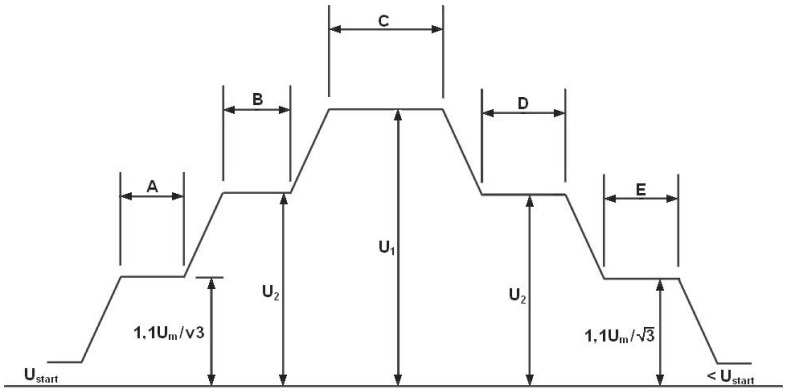
Nieco prostsza jest metodyka prób jednostek jednofazowych, w których sprawdza się tylko izolację doziemną, przy uwzględnieniu, że:

$$U_2 = 1{,}5\,U_m / \sqrt{3} \quad (16)$$

U_1 – zgodnie z danymi z tablicy 5 lub 6.

Znormalizowane wartości napięć U_1 oraz U_2, które należy podać w Specyfikacji Technicznej zestawiono w tablicy 8.

Dla transformatorów ze stopniowaną izolacją wynik próby należy oceniać podobnie jak dla jednostek z izolacją niestopniowaną, z tym że zgodnie z normą PN-EN 60076-3 dopuszczalne wartości ładunku pozornego WNZ wynoszą odpowiednio: 500 pC dla $U_2 = 1{,}5\,U_m / \sqrt{3}$ i prób jednofazowych oraz *300 pC* dla $U_2 = 1{,}3\,U_m$, względnie dla $U_2 = 1{,}2\,U_m$ dla prób międzyfazowych.



Rys.15. Zmiany napięcia probierczego w czasie prób ACSD i ACLD
z jednoczesnym pomiarem WNZ.
A = B = E = 5 min. Wartości C i D oraz U2 i U1 zgodnie z PN-EN 60076-3

Próba napięciem ACLD

Norma PN-EN 60076-3, w punkcie 12.4 szczegółowo określa w jakich układach połączeń należy wykonywać tę próbę. W każdym z nich istotne jest uziemienie punktu gwiazdowego badanego uzwojenia. Przebieg próby powinien być również zgodny z rysunkiem 15, jednak przy następujących wartościach:

$$D = \left| \begin{array}{l} 60\ min. \text{ dla } U_m \geq 300\ kV \\ 30\ min. \text{ dla } U_m < 300\ kV \end{array} \right. \qquad (17)$$

$$U_2 = 1{,}2 U_m / \sqrt{3}$$

Jeżeli w warunkach eksploatacyjnych transformatory są poważnie narażone na przepięcia to można przyjąć następujące wartości napięć probierczych:

$$U_2 = 1{,}6 U_m / \sqrt{3} \quad oraz \quad U_2 = 1{,}8 U_m / \sqrt{3} \qquad (18)$$

Ocena wyniku próby **ACLD** winna być przeprowadzona w podobny sposób jak dla próby ACSD, przy uwzględnieniu poniższych kryteriów:

- ustabilizowany poziom ładunku pozornego WNZ dla U_2 i czasu D (rys. 15) nie przekracza 500 pC,
- w czasie D nie wzrasta wartość ładunku WNZ; zaleca się przy tym nie branie pod uwagę sporadycznych, nawet wysokich impulsów WNZ.

Należy podkreślić, że dobór znamionowych napięć probierczych w oparciu o wartości U_m oraz posiadane informacje o spodziewanych przepięciach łączeniowych jest względnie łatwe dla najprostszych układów uzwojeń. Bowiem w tych przypadkach wartość napięć probierczych jednoznacznie określają projektowane parametry izolacji transformatora. Dla bardziej złożonych układów, w tym autotransformatorów regulacyjnych z izolacją stopniowaną, poprawne określenie probierczych ACSD oraz ACLD wymaga analizy układu elektrycznego uzwojeń. Powinna ona wykazać m.in., że żaden z elementów układu izolacyjnego nie będzie wielokrotnie poddany próbie tym samym napięciem probierczym. Tylko właściwa znajomość tych zagadnień, w połączeniu z informacjami podanymi w normie.

PN-EN 60076-3, pozwala dla tych układów poprawnie wyznaczyć znamionowe napięcia probiercze. W każdym jednak przypadku producent winien w swojej ofercie przetargowej zaakceptować tak wyznaczone napięcia probiercze lub je skorygować gdy uważa, że są one niewłaściwe. Norma PN-EN 60076-3 kładzie też nacisk na to, aby na etapie podpisywania kontraktu z producentem były ostatecznie uzgodnione dopuszczalny poziom ładunku pozornego WNZ oraz napięcia probiercze, łącznie ze schematami i pozycjami przełącznika zaczepów, na których maja być wykonywane próby.

Producent ma obowiązek ścisłego współdziałania z zamawiającym m.in. w odniesieniu do możliwości przeprowadzenia prób przy określonych napięciach probierczych. Dlatego w Specyfikacji transformatora wykonywanego zgodnie z normą PN-EN60076 można dla każdego uzwojenia podać jedynie U_m oraz wartości napięć probierczych LI, SI, ACSD[18] z ewentualnym dopiskiem o pomiarze WNZ. Należy przy tym podać maksymalną wartość ładunku pozornego WNZ. Powyższa uwaga dotyczy w szczególności transformatorów o złożonym układzie uzwojeń. Przykład takiego zapisu dla zacisku liniowego uzwojenia GN jednostki 110 kV może mieć następującą postać:

LI450/520[19]kV, ACSD185kV, WNZ 150pC[20].

Tablica 7. Napięcia probiercze przy próbie ACSD transformatorów z izolacją niestopniowaną o U >72,5 kV (wartości skuteczne). Dane według tablicy D.1 normy PN-EN 60076-3napięć

Najwyższe napięcie urządzenia U_m	Znaminowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone wg tablicy 5 lub 6	Napięcia probiercze U_1 międzyfazowe	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych międzyfazą a ziemią	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych międzyfazowych
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	275	130	225
170	275	325	130	225
170	325	325	185	225
245	325	360	185	320
245	360	460	185	320
245	395	460	185	320
245	460	460	225	320
300	395	395	225	390
300	460	460	270	390
362	460	460	270	470
362	510	510	290	470
420	460	460	290	505
420	510	510	315	505
420	570	570	315	545
420	630	630	380	545
550	510	510	380	660
550	570	570	380	660
550	630	630	380	660
550	680	680	380	660

Uwaga Dla U_m = 550 kV oraz niektórych U_m = 420 kV zaleca się, aby napięcie określające poziom wnz zostało zmniejszone, odpowiednio do $1{,}2U_m/\sqrt{3}$ i $1{,}2U_m$
Uwaga Jeśli jest napięcie wytrzymywane ACSDF U_1 jest mniejsze niż napięcie U_2 okreąłające poziom wnz międzyfazowych, zaleca się napięcie U_1 przyjąć jako U_2 oraz odpowiednio zaprojeltować wewnętrzne i zewnętrzne odstępy izolacyjne.

Tablica 8 Napięcia probiercze przy próbie ACSD transformatorów z izolacją stopniowaną o U >72,5 kV (wartości skuteczne). Dane według tablicy D.2 normy PN-EN 60076-3

Najwyższe napięcie urządzenia U_m kV	Znaminowe krótkotrwałe napięcie probiercze przemienne indukowane lub doprowadzone wg tablicy 5 lub 6 kV	Napięcia probiercze U_1 doziemne równe międzyfazowemu kV	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych międzyfazą a ziemią $U_2 = 1,2U_m/\sqrt{3}$ kV	Napięcie określające poziom wyładowań niezupełnych międzyfazowych $U_2 = 1,2U_m$ 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 Dla U_m = 550 kV oraz niektórych U_m = 420 kV zaleca się, aby napięcie określające poziom wnz zostało zmniejszone, odpowiednio do $1,2U_m/\sqrt{3}$ i $1,2U_m$
Uwaga Jeśli jest napięcie wytrzymywane ACSDF U_1 jest mniejsze niż napięcie U_2 okreąlające poziom wnz międzyfazowych, zaleca się napięcie U_1 przyjąć jako U_2 oraz odpowiednio zaprojeltować wewnętrzne i zewnętrzne odstępy izolacyjne.

Należy też podkreślić, że omówiony sposób definiowania znamionowych napięć probierczych, odpowiadający zaleceniom normy PN-EN 60076-3, nie bierze pod uwagę zjawiska przepięć rezonansowych, na które zwracano uwagę w punkcie 2.4. Ponieważ problem ten nie doczekał się w kraju rozwiązań merytorycznych, winien on być przedmiotem ewentualnych rozstrzygnięć indywidualnych między zamawiającym a producentem.

3.17. POZIOM MOCY AKUSTYCZNEJ

Zgodnie z punktem 10.1.3 normy PN-EN 60076-1 pomiar poziomu dźwięku jest próbą specjalną[21] i stawianie producentowi wymagań w tym zakresie jest uzasadnione tylko wtedy, gdy w specyfikacji na zamawianą jednostkę taki pomiar jest przewidziany.

Według normy PN-EN 60076-10 „Transformatory – część 10: wyznaczanie poziomów dźwięku" oraz części II podręcznika, poziom dźwięku definiowany jest za pomocą poziomu mocy akustycznej, którą wypromieniowuje pracujący transformator do otoczenia i wyrażany jest w jednostkach [dB(A)], które koryguje się według charakterystyki akustycznej A[22]. Poziom mocy akustycznej wyznacza się z zależności:

$$L_{WA} = 10 \log \frac{W}{W_0} \qquad (19)$$

gdzie: W – moc akustyczna w [W] generowana do otoczenia, W_0 – moc akustyczna odniesienia, równa 10^{-12} W, odpowiadająca natężeniu dźwięku o progu słyszalności ($I_0 = 10^{-12}$ W/m^2), padającego na powierzchnię 1m^2.

Poziom mocy akustycznej L_{WA} wyznacza się poprzez pomiar skorygowanych średnich wartości poziomu ciśnienia akustycznego L_{iA} lub poziomu średniego normalnego natężenia dźwięku L_{nA}[23], korzystając z zależności:

$$L_{WA} = L_{pA} + 10 \log \frac{S}{S_0} \qquad (20),$$

$$L_{WA} = L_{iA} + 10 \log \frac{S}{S_0} \qquad (21),$$

gdzie: S – umowna wielkość powierzchni wyznaczona wg PN-EN 60076-10, przez którą dźwięk jest wypromieniowany do otoczenia w [m^2], S_0 – jednostkowa powierzchnia odniesienia.

Warto zauważyć, że wielkości określone zależnościami (20) oraz (21) (poziom mocy akustycznej L_{WA}, poziom ciśnienia akustycznego L_{iA}, natężenia dźwięku L_{nA}) mają taki sam wymiar, tzn. [dB(A)]. Jednak są to zupełnie inne wielkości fizyczne. Różnią się też wartościami liczbowymi; zawsze L_{WA} jest liczbowo większe niż każda z wielkości L_{iA} i L_{nA}.

Różnice te są w praktyce istotne i należy zwrócić baczną uwagę na odmienność definiowania, gdyż często zdarza się, że w Specyfikacjach podawane są wymagania dotyczące natężenia dźwięku[24] lub ciśnienia akustycznego, zamiast określać poziomu mocy akustycznej L_{WA} – jak przewiduje to norma PN-EN 60076-10. Tak podawane wymagania dają bowiem „bonus" producentowi (równanie (19)), oraz są niezgodne z normą. Ponadto działają na

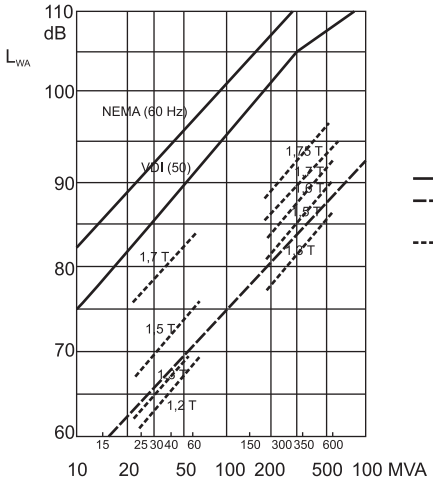
niekorzyść środowiska, jeżeli jednak zostały uzgodnione między odbiorcą a producentem stają się obowiązującym zapisem kontraktowym.

Źródłem „hałasu" transformatora jest nie tylko, jak się to często wyobraża, rdzeń (zjawisko magnetostrykcji) czy wirujące wentylatory, ale także drgające pod wpływem sił elektrodynamicznych uzwojenia, wibrujące rurociągi z przepływającym olejem oraz pompy olejowe. W warunkach eksploatacyjnych czynniki te występują jednocześnie i najprościej byłoby dokonać odpowiednich pomiarów w miejscu zainstalowania ocenianej jednostki. Jednak względy bezpieczeństwa grupy pomiarowej, trudności z uzyskaniem na czas pomiaru znamionowego obciążenia i wzbudzenia, a także i występujący z reguły wysoki poziom dźwięku „tła", uniemożliwiają wykonanie takiego pomiaru z wymaganą dokładnością. Z tego też względu wykonywane są one zazwyczaj u producenta. Wymaga to jednak sporządzenia oceny wpływu poszczególnych czynników na ogólny poziom mocy akustycznej, tzn. rdzenia oraz uzwojeń wraz z urządzeniami chłodzącymi. Wypadkowy poziom mocy akustycznej L_{WA} dla transformatora wyznacza się, zgodnie z normą PN-EN 60076-10[25], z wartości emisji jednostkowych za pomocą zależności:

$$L_{WA} = 10\log\left(10^{0,1\cdot L_{WA,UN}} + 10^{0,1\cdot L_{WA,IN}}\right) \tag{22}$$

gdzie: L_{WA}, U_N – poziom skorygowanej mocy akustycznej powodowanej przez rdzeń przy wzbudzeniu znamionowym, $L_{WA,IN}$ – poziom skorygowanej mocy akustycznej powodowanej przez uzwojenia i urządzenia chłodzące dla prądu znamionowego.

Przy niezgodnych z normą zapisach w Specyfikacji, które ograniczają się do wyznaczenia np. tylko średniego skorygowanego natężenia dźwięku L_{nA}, pomiar jest często realizowany tylko dla wzbudzonego rdzenia. Należy zaznaczyć, że z wykonanych badań, których rezultaty pokazano na rysunku 16 [27], wynika, że taki pomiar może być uzasadniony tylko dla konstrukcji starych i o wysokim poziomie dźwięku. Stąd, dla typowych konstrukcji rdzenia z końca lat 80-tych poziom mocy akustycznej pochodzącej od rdzenia jest znacząco wyższy niż poziom wywoływany przez uzwojenia i inne elementy (wentylatory, pompy itp.). W oparciu o zależność (22) można też wykazać, że gdy różnica poziomów $L_{WA,UN}$ i $L_{WA,IN}$ jest dostatecznie duża, to o wypadkowej mocy akustycznej transformatora decyduje tylko rdzeń. Tak więc, można tylko przyjmować wypadkowy poziom akustyczny transformatora jako ten, który pochodzi od rdzenia i może być mierzony w stanie jałowym transformatora. Wydaje się, że ten szczególny przypadek jest często w praktyce uogólniany na wszystkie transformatory, również i na te współcześnie budowane, w których na drodze zmniejszenia indukcji magnetycznej obniża się znacząco poziom dźwięku emitowanego przez rdzeń. W tych konstrukcjach poziom dźwięku emitowanego przez uzwojenia może być porównywalny z emisją akustyczną rdzenia. Taki stan rzeczy oznacza konieczność wykonania pomiarów poziomów mocy akustycznej transformatora dla stanu jałowego i zwarcia. Niedostrzeganie tej istotnej sprawy może być konsekwencją nieprawidłowego, niezgodnego z normą charakteryzowania i podawania w Specyfikacji poziomu dźwięku transformatora.



Rys. 16. Zależność poziomu mocy akustycznej L_{WA} w funkcji mocy znamionowej transformatora S_n [27]

——— rdzeń w wykonaniu typowym,
– – – – rdzenia o zredukowanym poziomie dźwięku (na krzywych podano indukcje w [T]),
------- samych uzwojeń

Problem ten nie występuje, jeżeli w Specyfikacji określi się poziom dźwięku zgodnie PN-EN 60076-10. Stosuje się wtedy procedury, które definiują w jakich przypadkach wyznaczać go przy pracy transformatora w stanie jałowym, a kiedy potrzebne są również pomiary w stanie zwarcia. Jeżeli bowiem w Specyfikacji podano gwarantowaną wartość poziomu $(L_{WA})_{gw}$, to zgodnie z normą poziom ten wyznaczany jest przez pomiar tylko w stanie jałowym:

$$(L_{WA})_{gw} - 39 - 18\log\frac{S_n}{S_p} \geq 8\,[dB(A)] \tag{23}$$

gdzie: S_n – moc znamionowa transformatora w [MVA], S_p – moc odniesienia, równa 1MVA.

Jeżeli warunek ten nie jest spełniony, to konieczny jest pomiar poziomu mocy akustycznej transformatora w stanie jałowym oraz zwarcia i wyznaczenie wartości wypadkowej zgodnie z zależnością (22).

Warto też zauważyć, że występujący w nierówności (23) składnik $(39 + 18\log S_r / S)$ jest szacowaną przez normę wartością poziomu mocy akustycznej, którą emitują uzwojenia.

Powołując się w Specyfikacji Technicznej na normę PN-EN 60076-10 w odniesieniu do poziomu dźwięku należy podkreślić, że nie określa ona wartości dopuszczalnej poziomu mocy akustycznej dla danej mocy i typu transformatora; wartość ta winna być przedmiotem ustaleń między zamawiającym i producentem. Podstawą do takich negocjacji lub wskazania wartości gwarantowanej $(L_{WA})_{gw}$. Dane do Specyfikacji mogą być dane wzięte z rysunku14. Można również oprzeć się na podanej przez Replingera [27] zależności empirycznej, która odnosi się tylko do jednostek o mocy większej niż *10 MVA*:

$$L_{WAT} = 55 + 20\log\frac{S_n}{S_p}\ [\mathrm{dB(A)}] \tag{24}$$

gdzie: S_n, S_0 – analogicznie jak w (23), L_{WAT} – wypadkowa wartość skorygowanego poziomu mocy akustycznej dla całego transformatora.

Powyższy wzór został podany, dla założenia, że poziom skorygowanej mocy akustycznej dla pracujących urządzeń chłodzących L_{WAL}, wynosi [27]:

$$L_{WAL} = 67 + 10\log\frac{Sn}{S_p} \tag{25}$$

Zależność (25) jest słuszna zarówno dla układu chłodzenia wyposażonego w chłodnice, jak i chłodzenia radiatorowego z podmuchem (ONAF) oraz radiatorowego bez podmuchu (ONAN). Jednak w tym ostatnim przypadku należy przyjąć nie moc znamionową jednostki, ale moc jaką ma ona przy chłodzeniu naturalnym.

Dla ilustracji sposobu szacowania wartości $(L_{WA})_{gw}$, w dalszej części rozpatrzony będzie przykład nowego transformatora dwuuzwojeniowego. Założono przy tym, że przy chłodzeniu naturalnym moc jednostki zostanie zredukowana do 75% mocy znamionowej. Biorąc pod uwagę zależności (24) i (25), otrzymuje się:

dla chłodzenia ONAF

$$\begin{aligned} L_{WAT} &= 55 + 20\log(50/1) = 88{,}98\text{dB(A)} \\ L_{WAL} &= 67 + 10\log(50/1) = 83{,}89\text{dB(A)} \end{aligned} \tag{26}$$

dla chłodzenia ONAN

$$\begin{aligned} L_{WAT} &= 55 + 20\log(0{,}75 \cdot 50/1) = 86{,}48\text{dB(A)} \\ L_{WAL} &= 67 + 10\log(0{,}75 \cdot 50/1) = 82{,}74\text{dB(A)} \end{aligned} \tag{27}$$

Jeżeli otrzymane wyniki porównać z rysunkiem 16, to może okazać się, że przy przyjęciu w Specyfikacji wartości $(L_{WA})_{gw} = 89$ *dB(A)* producent wykona jednostkę dość „hałaśliwą”, o wysokiej indukcji magnetycznej w rdzeniu (może nawet nieco większej niż *1,7T*). Ponadto jeżeli producent nie zastosuje bardzo dobrej blachy magnetycznej na rdzeń, jednostka będzie charakteryzowała się mało atrakcyjnymi stratami jałowymi – o ile w tym względzie nie zostaną postawione mu ostre wymagania. Będzie to więc niezbyt nowoczesny transformator, aczkolwiek chyba dość tani. Porównując wyliczone poziomy mocy akustycznej transformatora i samych urządzeń chłodzących, można też wnioskować, że w tych ostatnich zastosowano raczej hałaśliwe wentylatory. Należy też zauważyć, że prezentowane oceny odnoszą się także do stopnia przydatności zależności (25) i (25) w odniesieniu do współcześnie produkowanych transformatorów o dobrych parametrach eksploatacyjnych.

Chcąc zamówić jednostkę bardziej nowoczesną o niskim poziomie mocy akustycznej i stratach jałowych, należałoby, w Specyfikacji wymagać gwarantowania przez producenta poziomu mocy co najwyżej *75 dB(A)* oraz zredukowanych strat jałowych, np. do około 20 kW (rys. 12). Wartości te zmuszą producenta do obniżenia indukcji magnetycznej w rdzeniu. Należy też zauważyć, że przy takich wymaganiach nierówność (23) będzie niespełniona ponieważ lewa strona wyniesie:

$$75 - 39 - \log(50/1) = 5{,}42\text{dB(A)} \tag{28}$$

Fakt ten pozwala postawić wniosek, że konieczne są odpowiednie badania akustyczne transformatora w stanie jałowym i zwarcia.

3.18. INFORMACJE DODATKOWE

Poza wymienionymi i omówionymi wcześniej danymi i informacjami, Specyfikacja Techniczna na zamawiany transformator, według norm PN-EN 60076, może zawierać szereg dodatkowych danych. Należą do nich m.in.:

- dane o potrzebie zmniejszenia mocy i prądów zwarciowych na zaciskach uzwojenia trójnego jednostki trójuzwojeniowej, które wynika np. z występujących ograniczeń w zakresie aparatury zabezpieczającej dołączonej do tego uzwojenia;
- zmianę tolerancji wykonawczych podanych w tablicy 1 normy, podyktowanej względami eksploatacyjnymi lub niemożliwością ich spełnienia przez producenta z uwagi na specyficzny zestaw danych znamionowych zamawianej jednostki;
- informację o sposobie realizowania połączenia transformatora z wyłącznikiem (np. krótki odcinek linii napowietrznej, czy też rozdzielnica gazowa, względnie kabel);
- dane o występowania częstych przeciążeń prądowych (np. jednostki piecowe, lub trakcyjne), względnie innych, niż podaje punkt 4.2 normy PN-EN60076-1 lub rozdział 7, przeciążeń cyklicznych;
- podanie dla jednostek przełączalnych dla jakiej przekładni mają być wykonane próby oraz w jakim układzie połączeń winna być dostarczona jednostka do odbiorcy,

4. WYPOSAŻENIE

Norma PN-EN 60076-1, jak również zespół norm PN-EN 50216 - części od 1 do 8 o znamiennym ogólnym tytule: „Wyposażenie transformatorów i dławików", nie precyzują w jakie elementy lub urządzenia winien być wyposażony zamawiany transformator czy dławik. Dla wyjaśnienia można też dodać, że wymieniony wyżej zespół norm wprowadza jedynie standaryzację dla samego omawianego wyposażenia.

Wydaje się oczywistym, że wyposażenie zamawianego transformatora musi odpowiadać jego funkcji i potrzebom, jak również winno ono być dopasowane do realizowanej inwestycji, której istotnym elementem jest opisywany w specyfikacji transformator. Z tego względu nie ma możliwości, a nawet nie jest celowe (tym też należy tłumaczyć brak w tym zakresie odpowiedniej normy), aby opracowywać ujednolicony system wyposażenia dla wszystkich typów transformatorów, autotransformatorów czy dławików.

Z tego względu zamieszczone w dalszej części rozdziału omówienie stosowanych elementów wyposażenia, ich cechy, komentarze i uwagi, mają na celu jedynie merytoryczne wsparcie odbiorcy transformatora przy opracowywaniu specyfikacji na zamawianą jednostkę. Należy też zastrzec, że decyzje dotyczące jakie wyposażenia i w jakiej ilości winny być w konkretnej sytuacji uwzględnione w specyfikacji należą do zamawiającego, a w dalszej kolejności powinno być ono ostatecznie uzgodnione z producentem. W omówieniu wzięto pod uwagę te elementy wyposażenia, które najczęściej są precyzowane w Specyfikacji Technicznej dla jednostek olejowych średniej i dużej mocy (kat. II i III)[26].

- Przepusty kondensatorowe uzwojenia GN o napięciach znamionowych muszą być wyposażone w dodatkowy zacisk do pomiaru WNZ i współczynnika tan delta. Mogą one posiadać wydłużoną częścią wewnętrzną na zabudowę przekładników prądowych. Jeżeli względy eksploatacyjne uzasadniają, to wskazane jest dążenie do unifikacji typów przepustów na podstacji w celu ograniczenia liczby przepustów zapasowych. W tym przypadku należy wskazać w Specyfikacji typ przepustów, w jaki winna być wyposażony transformator. Podobne wymagania należy stawiać przepustom strony SN i DN. Jeżeli dla transformatora jest wymagana większa przeciążalność niż wynika to z normy CEI-IEC 354 (rozdziały 7 i 9), to w Specyfikacji należy też podać znamionowy prąd przepustów;

<u>Uwagi:</u>

1) *po stronie DN i ewentualnie SN jednostek średniej mocy mogą być zastosowane posiadające zwiększoną wytrzymałość dynamiczną i termiczna przepusty z izolacją tworzywową. Pozwalają one, dzięki specjalnym osłonom izolacyjnym i np. kablom 1-fazowym, tworzyć w pełni izolowane wyjście mocy na rozdzielnię, chroniące skutecznie te wyjścia przed zwarciami,*
2) *ze względu na dość duże gabaryty nie jest wskazane stosowanie przekładników prądowych zabudowanych w transformatorze po stronie SN i DN,*

3) *aktualnie są dostępne przepusty kompozytowe (syntetyczne) również dla napięć do 400 kV w wersji półolejowych, a nawet i suchych. Poza ich dobrą wytrzymałością dynamiczną i termiczną wykazują one także dużą odporność na eksplozję, która zwykle inicjuje pożar transformatora i może być groźna dla obsługi. Z uwagi na wysoką cenę w Polsce kraju ten typ izolatorów nie jest często stosowany.*

- Istotnym elementem wyposażenia jednostek regulacyjnych jest przełącznik zaczepów, najczęściej z regulacją napięcia pod obciążeniem. Krajowa energetyka od wielu lat wymaga od producentów instalowania w transformatorach przełączników firmy REINHAUSEN, charakteryzujących się bardzo dobrą jakością, zweryfikowaną przez wieloletnią, niską awaryjność w eksploatacji[27]. Firma ta do perfekcji opanowała tradycyjną, w pełni mechaniczną konstrukcję przełączników. Nie mniej jednak może również zaoferować nowoczesne rozwiązanie przełączników z zastosowaniem komór próżniowych. Przełączniki zaczepów z komorami próżniowymi są praktycznie urządzeniami bezobsługowymi, w których olej w przełączniku mocy nie podlega praktycznie karbonizacji. Jeżeli względy eksploatacyjne uzasadniają, można w specyfikacji podać typ i prąd znamionowy przełącznika[28], który zminimalizuje liczbę części zapasowych na podstacji. W skład przełącznika zaczepów wchodzi także tzw. „szafa napędu", która umożliwia ręczne i zdalne sterowanie przełącznikiem. W Specyfikacji można także zażądać dostarczenia wraz z przełącznikiem zaczepów urządzenia do automatycznej regulacji napięcia na zaciskach jednego z uzwojeń wtórnych;
- Niezbędnym elementem wyposażenia jest konserwator, zabudowany zwykle na kadzi transformatora, który jest obecnie prawie zawsze wyposażany – poza niezbędną aparaturą –w system zabezpieczenia oleju przed nadmiernym starzeniem i bezpośrednim kontaktem z otaczającą atmosferą. Jako typowe rozwiązania, które zabezpieczają olej przed starzeniem stosuje się konserwator z przeponą gumową lub konserwator całkowicie szczelny, „oddychający" poprzez odwilżacz powietrza. Niewątpliwie najbardziej skutecznym rozwiązaniem jest konserwator z przeponą gumową, jednak w przypadku jednostek regulacyjnych musi być również zamontowany dodatkowy konserwator do kompensacji rozszerzania się oleju w komorze przełącznika mocy. Decydując się w Specyfikacji np. na tańszy konserwator „oddychający" należy zauważyć, że wykonuje się go zwykle jako dwukomorowy z wydzieloną i szczelną komorą dla przełącznika zaczepów. Każda z komór będzie wyposażona w oddzielny odwilżacz powietrza, a ponadto w magnetyczny wskaźnik poziomu oleju, a także krany i wlewy do spuszczania i dolewania oleju. Magnetyczne wskaźniki poziomu oleju – stosowane w jednostkach średniej i dużej mocy – winny posiadać możliwość lokalnej i zdalnej sygnalizacji poziomu oleju;
- Przekaźnik Buchholtz'a z dwustopniowym zabezpieczeniem gazowo-przepływowym oleju na połączeniu rurowym między kadzią a komorą główną konserwatora (jeżeli konserwator posiada przeponę gumową, to ma tylko jedną komorę). Na połączeniu tym montuje się zwykle też zawór odcinający, który w przypadku eksplozji i rozszczelnienia kadzi ogranicza rozmiar ewentualnego pożaru. Te istotne elementy wyposażenia – jeżeli zamawiający uzna za potrzebne – winny być podane w Specyfikacji Technicznej;
- W Specyfikacji jednostki regulacyjnej winien być również uwzględniony jednostopniowy przekaźnik Buchholtz'a z zaworem zwrotnym na połączeniu komory przełącznika mocy z dodatkowym konserwatorem lub z dodatkową komorą konserwatora głównego;
- W specyfikacji powinien być scharakteryzowany układ chodzenia, który mogą wariantowo tworzyć:

a) ocynkowane radiatory szerokopanelowe z zastawkami umożliwiającymi demontaż radiatorów bez potrzeby spuszczania oleju z kadzi wraz ewentualnymi wentylatorami, jeżeli chłodzenie jest typu AF,
b) zespół chłodnic olejowo-powietrznych,
c) zespół chłodnic olejowo-wodnych.

W każdym z tych urządzeń ważne jest zastosowanie cichobieżnych wentylatorów i pomp olejowych, (punkt 3.17), żądając jednocześnie, aby producent podał poziom ich emisji akustycznej.

Elementy wyposażenia są przeważnie zabudowane na kadzi transformatora, jednak w pewnych sytuacjach, ze względu na ograniczenia przestrzenne w miejscu lokalizacji, zachodzi potrzeba instalowania urządzeń chłodzących na oddzielnym stanowisku, poza samym transformatorem. Z oczywistych względów miejsce instalowania urządzeń chłodzących winno być jednoznacznie podane w specyfikacji technicznej zamawianej jednostki. Zwraca się uwagę, że długie olejowe połączenia rurowe, które przy zastosowaniu wolnostojących urządzeń mogą być – przy niewłaściwym ich zaprojektowaniu – źródłem dodatkowych drgań mechanicznych i wzrostu poziomu mocy akustycznej zamawianej jednostki. Zamawiana jednostka wyposażona w chłodnice lub tylko wentylatory dla przewietrzania radiatorów, winna być wyposażona w układ automatycznego sterowania ich działania w funkcji temperatury otoczenia i stanu obciążenia.

Przy zastosowaniu chłodnic, co jednoznacznie musi wynikać ze Specyfikacji Technicznej, urządzenia te muszą być dostarczone łącznie z taką aparaturą kontrolno-pomiarową i sterującą jak:
a) zawory pozwalające na wyłączenie chłodnicy z obiegu olejowego lub wodnego,
b) wskaźniki przepływu oleju, a w chłodnicy olejowo-wodnej także wskaźniki wody; powinny być one wyposażone w styki do sygnalizacji zdalnej zaniku przepływu czynników chłodzących,
c) wskaźniki przepływu powietrza w chłodnicach olejowo-powietrznych, wyposażone w styki do zdalnego sygnalizowania zaniku podmuchu powietrza;
d) manometr różnicowy na każdej chłodnicy olejowo-wodnej do pomiaru różnicy ciśnienia między olejem i wodą; manometr powinien mięć styki do sygnalizacji minimalnej, dopuszczalnej wartości różnicy ciśnień,
e) na każdej chłodnicy dwie kieszenie termometrowe na rurociągu olejowym oraz zamontowane w nich termometry alkoholowe, na wlocie i wylocie oleju z chłodnicy. W chłodnicach olejowo-wodnych montuje się także analogiczną parę termometrów po stronie wodnej[29],

Chłodnice, w które są wyposażane transformatory mogą pochodzić od różnych producentów i przy podobnych mocach różnić się gabarytami masą oraz ceną. Warto zwrócić uwagę, że nie zawsze ta najmniejsza i najlżejsza jest najwłaściwsza do zastosowania w transformatorze. W niektórych z nich bowiem zminimalizowanie gabarytów i mas uzyskano przez zastosowanie zbyt intensywnego przepływu oleju przez elementy wewnętrzne chłodnicy. Przeprowadzone badania wykazały, że w takich konstrukcjach może dochodzić do zjawiska kawitacji, szczególnie w miejscach zmian pola przekroju przepływającego oleju. Zjawisko to objawia się tzw. „burzeniem się" oleju, i prowadzi do wytrącania się pęcherzyków gazowych. Jest oczywiste, że jest to zjawisko bardzo niebezpieczne z punktu widzenia bezawaryjnej pracy transformatora. Z tego względu prędkość przepływu oleju w chłodnicach transformatorowych nie powinna przekraczać 1m/s;

- Trzy kieszenie termometrowe na pokrywie oraz odpowiadająca im aparatura pomiarowa:

a) termometr dwukontaktowy z czujnikiem do wizualnego odczytu temperatury maksymalnej oleju; styki tego termometru pozwolą na zdalną sygnalizację przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej temperatury oleju
b) termometr oporowy z czujnikiem do zdalnej rejestracjimaksymalnej temperatury oleju
c) termometr alkoholowy do bezpośredniego odczytu temperatury oleju na pokrywie;

- Wyprowadzone na pokrywę przewody z tzw. czujnika „szczelinowego" umieszczonego w górnym jarzmie rdzenia do zdalnego odczytu i rejestrowania maksymalnej temperatury rdzenia;
- Termometr dwukontaktowy i model cieplny do dublowanego sterowania wentylatorami lub zestawem chłodnic olejowo-powietrznych, względnie olejowo-wodnych. Model cieplny winien umożliwiać również rejestrację w rozdzielni temperatury uzwojeń. Jego współpraca z odpowiednim oprogramowaniem komputerowym pozwala na rejestrację ewentualnych przeciążeń transformatora;

Uwaga: podana wyżej ogólna liczba termometrów i ich czujników może podlegać korekcie w zależności od mocy transformatora, jego roli w danym punkcie systemu energetycznego, względnie lokalnych potrzeb obsługi

- Podgrzewaną szafę na aparaturę kontrolno-pomiarową i system do sterowania układem chłodzenia;
- W jednostkach najwyższych mocy i napięć często stosuje się specjalną aparaturę do ciągłego i zdalnego monitoringu pracy transformatora w zakresie ewentualnych przegrzań lokalnych, zestarzenia izolacji, a w tym oleju i innych. Szczegóły zakresu monitoringu i obróbka komputerowa wyników winna być przedmiotem uzgodnień, która ten system oferuje. System ten nie jest tani, jednak podobnie jak inne zaawansowane technologicznie urządzenia komputerowe jego ceny szybko spadają i stają się akceptowalne przez użytkowników. Gdyby taki system był przedmiotem zainteresowania odbiorcy, winien być określony w Specyfikacji[30];
- Zawór bezpieczeństwa na kadzi, zabezpieczający transformator przed nagłym wzrostem ciśnienia, spowodowanego np. zapaleniem się łuku w kadzi. Kierunek awaryjnego wypływu strumienia gorącego oleju z transformatora winien być uzgodniony z producentem, aby nie zagrażał bezpieczeństwu obsługi stacji;
- Wyprowadzenie na pokrywę obwodu uziemiającego rdzeń. Rozwiązanie takie stosują niektóre firmy i jest ono bardzo pożyteczne w diagnostyce lokalnych przegrzań transformatora;
- Instalację przeciwpożarową, o ile taka jest dla tej jednostki potrzebna. W kraju najczęściej stosowana jest instalacja zraszająca, która wytwarzając wokół transformatora mgłę wodną schładza powierzchnię kadzi i pokrywy, odcinając jednocześnie dopływ tlenu do palącej się jednostki. Firmy zagraniczne oferują obecnie bardziej nowoczesne i skuteczne systemy ochrony przeciwpożarowej, które mogą np. w chwili awarii tłoczyć pod pokrywę niepalny azot. Systemy te są jednak dość kosztowne i wymagają odpowiedniego przystosowania konstrukcji transformatora i jego stanowiska pracy. Dlatego niezbędne jest też podanie w specyfikacji informacji o potrzebie zastosowania takiego systemu;

- Trzy krany na poziomie obsługi do pobierania próbek oleju z góry kadzi, środku jej wysokości i u dołu;
- Dwa zawory do obiegowego suszenia w eksploatacji oleju i uzwojeń, umieszczone jeden od strony przełącznika zaczepów (dół), drugi od strony konserwatora (góra). Zawór dolny jest również wykorzystywany do spuszczania i napełniania transformatora olejem;
- Cztery włazy na pokrywie pozwalające na podnoszenie części wyjmowalnej transformatora wraz z pokrywą;
- Właz (lub włazy) na kadzi do kontroli i wymiany wybieraków przełącznika zaczepów;
- Śrubę uziemiającą umieszczoną w dolnej części kadzi (przy podwoziu);
- Przestawialne podwozie dla przemieszczania transformatora w osi podłużnej i poprzecznej, przy rozstawie osi szyn 1505 mm, 3010 mm;
- Cztery ucha w dolnej części kadzi do przemieszczania transformatora w osi poprzecznej i podłużnej;
- Cztery ucha w górnej części kadzi na jej dłuższych bokach do podnoszenia kadzi i transformatora,
- Cztery wsporniki w dolnej części kadzi (na jej dłuższych bokach) do podnoszenia transformatora podnośnikami hydraulicznymi lub mechanicznymi podczas jego montażu na stanowisku pracy;

<u>Uwagi:</u> 1.Rozmieszczenie elementów wyposażenia na transformatorze winno podlegać uzgodnieniom z użytkownikiem

2.przygotowując specyfikację techniczną, można rozpatrywać wariant, aby w ramach kontraktu producent transformatora zaproponował system ochrony przepięciowej i dostarczył również ograniczniki przepięć, co w szczególności może dotyczyć uzwojeń trójnych jednostek trójuzwojeniowych, a w tym autotransformatorów. Można to uzasadniać tym, że producent ma pełną wiedzę o piorunowych przepięciach przenoszonych do tego uzwojenia, częstotliwościach rezonansowych uzwojeń i jeżeli dostarczyć mu dodatkowo pełne dane o przepięciach występujących w miejscu pracy transformatora może w sposób kompleksowy dobrać ochronę przeciwprzepięciową danej jednostki.

5. PRÓBY

Jak już podano w poprzednich rozdziałach wszystkie szczegóły dotyczące prób odbiorczych przewidzianych normą PN-EN 60076-1 lub normami z nią związanymi, winny być ustalone przy podpisywaniu kontraktu. Niektóre z nich mogą wchodzić w zakres t.zw. prób specjalnych lub stanowić dodatkowe wymagania strony zamawiającej, za które musi ona ponieść dodatkowe koszty. Dlatego, dla właściwej wyceny kontraktu przez producenta, niezbędne jest, aby pełny zakres prób był już znany na etapie przedstawienia Specyfikacji Technicznej na zamawianą jednostkę.

Pelny zakres prób, wraz z ich opisem, umieszczony jest w punkcie 10 normy PN-EN 60076-1. Z tego powodu w dalszej części rozdziału zamieszczone będą tylko dodatkowe komentarze do prób specjalnych i wybranych, istotnych prób konstruktorskich, których wyniki mogą dostarczyć kupującemu pełną techniczną ocenę transformatora. Zdaniem autora, wskazane jest, aby w specyfikacji technicznej wziąć pod uwagę następujące próby:

- zmierzenie doziemnych przepięć na uzwojeniach DN i SN oraz pomiar doziemnych przepięć na przełączniku zaczepów, dla wybranych jego pozycji przy próbie napięciem udarowym zacisków uzwojenia GN. Wyniki te, uzupełnione informacjami producenta o wartościach maksymalnych przepięć udarowych w poszczególnych w uzwojeniach[31], pozwolą ustalić właściwe pozycje przełącznika zaczepów przy próbach udarem piorunowym. Jest to bardzo istotna sprawa, gdyż wybór pozycji przełącznika zaczepów, przy której winna być wykonana próba nie jest sprecyzowany w normie PN-EN 60076-3, ani w normie PN-EN 60076-1 i przez domniemanie należy wnioskować, że winna być przedmiotem ustaleniem między zamawiającym i producentem. Aby tego uniknąć jest konieczne wprowadzenie do Specyfikacji zapisu o omawianych pomiarach specjalnych. Waga takich pomiarów wynika również z tego, że przypadkowy wybór pozycji przełącznika zaczepów może spowodować ograniczenie przepięć w niektórych uzwojeniach i tym samym niedoszacowanie wytrzymałości izolacji. Jeżeli zagadnienie to nie będzie ujęte w Specyfikacji producent może wykonać udarową w sposób, który nie będzie adekwatny do rzeczywistego zagrożenia przepięciami piorunowymi,
- ponieważ zagadnienie przepięć rezonansowych[32] nie zostało w kraju rozeznane w stopniu pozwalającym na wypracowanie odpowiednich procedur konstruktorskich, autor proponuje, aby dla transformatorów, w których, jak się wydaje, przepięcia rezonansowe mogą prowadzić do awarii, umieścić w Specyfikacji zapis o pomiarze tych przepięć. Gdyby producent nie godził się na taki pomiar, uważając, że jest to zbyt daleko idące wchodzenie w szczegóły jego warsztatu produkcyjnego, alternatywą mogłoby być postawienie w kontrakcie żądania o dostarczenie jednostki wraz ze skuteczną ochroną przepięciową. Ochrona ta winna chronić kupowany transformator przed wszystkimi rodzajami przepięć, a w tym również typu rezonansowego. Lansowana przez producentów praktyka zwięk-

szania napięć probierczych jest trudna do oceny w zakresie odporności na przepięcia rezonansowe, a niewątpliwie wpływa na wzrost ceny transformatora,

- w celu lepszej weryfikacji jakości wykonania jednostek zaleca się, aby dla wszystkich jednostek *110 kV* wymagać w Specyfikacji pomiaru WNZ przy próbie ACSD (tablica 4), a w szczególnie odpowiedzialnych jednostkach wykonać próbę specjalną ACLD z równoczesnym pomiarem WNZ.
- z tych samych powodów zalecane jest aby w Specyfikacji ująć wykonanie próby udarem łączeniowym SI, a tylko w wyjątkowych sytuacjach, jak to dopuszcza norma PN-EN 60076-3, rezygnować z niej na rzecz próby ACSD (uwaga 2, tablica 4). Dla jednostek *400 kV*, poza wszystkimi próbami wyrobu, proponuje się stosować również próbę specjalną ACSD (tablica 4),
- w specyfikacji należy wymagać od producenta wykonywania na gotowym, w pełni zmontowanym transformatorze, pomiarów FRA w celu uzyskania wzorcowych charakterystyk rezonansów własnych uzwojeń (t.zw. „odcisk palca – finger print"). Pomiar ten winien być powtórzony przy oddawaniu jednostki do ruchu. Jest to powszechnie w świecie stosowana metoda identyfikacji odkształceń uzwojeń, a tym samym metoda oceny wytrzymałości zwarciowej transformatora. Późniejsze pomiary FRA pozwalają użytkownikowi skutecznie weryfikować odporność układu izolacyjnego na siły dynamiczne towarzyszące zwarciom i przepięciom. Ponieważ odbiorcy w kraju nie stawiają przy zakupie nowych jednostek wymagań wykonania takich pomiarów, są one wykonywane tylko sporadycznie,
- próba zwarciowa jest próbą specjalną i jeżeli ma być wykonana powinna być podana w specyfikacji technicznej. Według posiadanego rozeznania, po roku 1989 w kraju nie wykonano takiej próby na żadnej jednostce, nawet średniej mocy! Nie jest to sytuacja poprawna, gdyż nawet firmom o światowej renomie, zdarzają się w tym względzie "wpadki"[26]. W związku z powyższym wydaje się, że celowe jest ich wykonanie przynajmniej dla nowych , najczęściej kupowanych jednostek,
- pomiar prądów magnesujących należy również do prób specjalnych. Jest to sprawdzona metoda diagnostyczna transformatorów w eksploatacji i winna być wymieniona w Specyfikacji,
- próba cieplna należy do prób typu. Wykonuje się ją gdy sprzedawany transformator jest prototypem lub w którym w istotny sposób dokonano konstrukcyjno-technologicznej modernizacji związanej z zagadnieniami cieplnymi. Próba taka winna więc być wykonana np. dla nowego transformatora tróuzwojeniowego, w którym zmienione zostały, w stosunku do standardowej konstrukcji, obciążenia poszczególnych uzwojeń. Będzie też istniała potrzebna wykonania próby cieplnej, gdy zamawiana jednostka charakteryzować ma się większą przeciążalnością lub gdy zastosowanie modelu cieplnego uzwojeń będzie narzucało potrzebę wykonania próby poszerzonej dla wyznaczenia właściwych parametrów tego modelu. Wszystkie poruszane zagadnienia związane z próbą cieplną winny być wyjaśnione i uzgodnione podczas pertraktacji poprzedzających podpisanie kontraktu na dostawę omawianej jednostki i winny być zawarte w uzgodnionej Specyfikacji opracowanej przez producenta. Należy też zauważyć, że w odróżnieniu od starej normy PN-83/E-06040, obecnie obowiązująca norma PN-EN 60076-2 wymaga dotrzymania dopuszczalnych przyrostów temperatur dla wszystkich pozycji przełącznika zaczepów.

W rezultacie próba cieplna jest zwykle wykonywana na ekstremalnym zaczepie minusowym, jeżeli regulacja jest realizowana przy stałej mocy,

- przeprowadzenie w warunkach fabrycznych 6-godzinnego biegu jałowego,
- pomiar impedancji dla składowej zerowej,
- pomiar metodą termowizyjną temperatury w najgorętszych miejscach transformatora, przy mocy znamionowej oraz trwałym np. 10-procentowym przeciążeniu,
- pomiar izolacji i pojemności doziemnej jest próbą specjalna, wykonywaną praktycznie zawsze, a jej wyniki są przydatne dla celów diagnostycznych i wykorzystywane już po montażu transformatora na stanowisku pracy. Powinny one być jednak ze względów formalnych wymienione w specyfikacji technicznej zamawianej jednostki,
- wykonanie badań DGA oleju, m.in. przed i po próbach napięciowych oraz próbie cieplnej dla mocy znamionowej oraz po jego próbach pomontażowych w miejscu instalacji,
- badanie szczelności kadzi oraz jej wytrzymałości na nad- i podciśnienie.

6. TRANSPORT I WYMIARY GABARYTOWE

W Specyfikacji przetargowej winny się znaleźć – jako istotne – ograniczenia gabarytowe odnoszące się do maksymalnych wymiarów zewnętrznych transformatora, których nie można przekroczyć z uwagi na miejsce zainstalowania. Występują również ograniczenia związane ze stosowanymi środkami transportu transformatora. Dotyczą one zarówno gabarytów jak i masy przewożonego transformatora. Problem ten występuje przede wszystkim przy transporcie jednostek największych mocy. Dla transformatorów w wykonaniu specjalnym, np. instalowanych w sztolniach elektrowni wodnych lub szczytowo-pompowych, poza bardzo ostrymi wymaganiami gabarytowymi, równie ostre mogą być ograniczenia dotyczące dopuszczalnej masy, wynikające z dopuszczalnego udźwigu urządzeń w miejscu zainstalowania.

Podobne problemy występują również w jednostkach średniej mocy, na napięcie *110 kV* i niższe, jednak jego skala jest dla nich inna i wynika z innych przesłanek. Niewątpliwie dla tych jednostek pozostają również aktualne ograniczenia gabarytowe w stanie zmontowanym, które wynikają z miejsca pracy. Z kolei ograniczenia transportowe nie wynikają w tych jednostkach z braku odpowiednio pojemnego środka transportu, a jedynie potrzeby minimalizacji kosztów tego transportu. Dla tych jednostek jest ważne m.in. to, aby przy niskich masach i gabarytach transportowych umożliwić ich transport w stanie napełnionym (z olejem) i o małym stopniu zdemontowania. Transport transformatora w takim stanie jest tańszy oraz zmniejsza czas i koszty montażu u odbiorcy.

Reasumując, w Specyfikacji należy podać następujące dane zamawianej jednostki:

- ograniczenia wymiarowe (długość, szerokość i wysokość) w stanie zmontowanym, ewentualnie uzupełnione o dopuszczalną masę jednostki,
- jakim środkiem transportu (kolejowy, drogowy lub wymagane obydwa) i typem wagonu lub przyczepy drogowej jednostka ma być przewożona. (typ wagonu lub przyczepy może również wskazać producent),
- przy jakim stopniu demontażu jednostka ma być transportowana (np. w stanie całkowicie zmontowanym).

<u>Uwaga:</u> *Przy kolejowym transporcie całkowicie zmontowanego transformatora należy zwrócić szczególną uwagę na właściwe podparcie i usztywnienie radiatorów oraz zabezpieczenie przepustów przed mechanicznymi uszkodzeniami. Przy transporcie drogowym bezpieczniejszy jest demontaż radiatorów.*

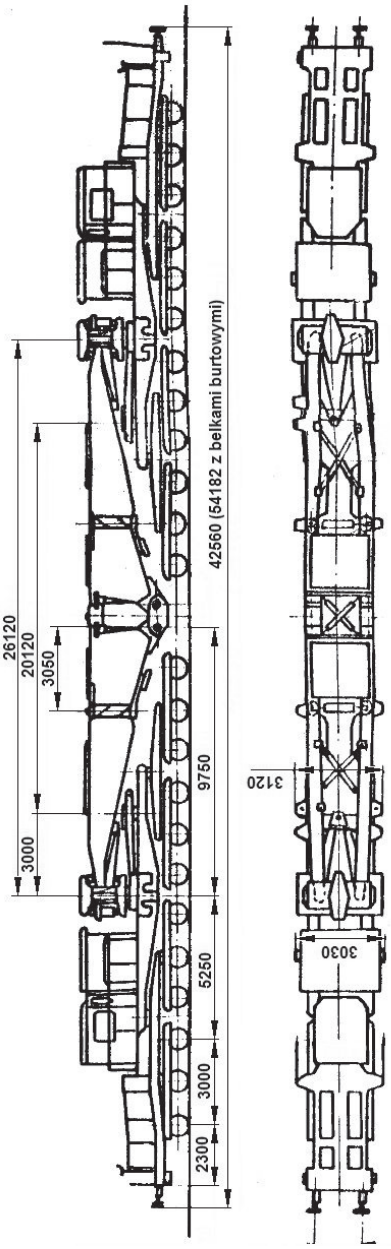
Dla ułatwienia czytelnikowi orientacji i ewentualnego wyboru środka dla transportu konkretnej jednostki, w dalszej części rozdziału omówione zostaną podstawowe, dostępne w Polsce, środki transportu [29].

6.1. ŚRODKI TRANSPORTU KOLEJOWEGO

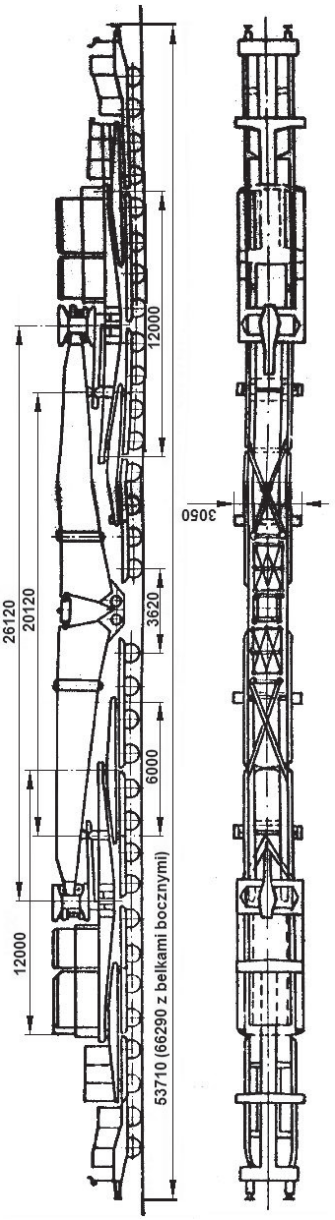
Parametry stosowanych w Polsce kolejowych środków transportu podano w tablicy 9 oraz pokazano na kolejnych rysunkach od 17 do 22.

Tablica 9. Dane techniczne kolejowych środków transportu do przewozu transformatorów [29]

Typ wagonu	Rodzaj wagonu	Ładowność na torach klasy C [t]	Liczba osi
NORCA-32	dziobowy/burtowy	450 / 300...350	32
NORCA-24	dziobowy/burtowy	300 / 230...270	24
606Z	dziobowy	230	16
603Za	burtowy	210	16
603Z	burtowy	190	16
604Z	platforma zagłębiona	116	8
602Z	platforma zagłębiona	112	8
605Z	platforma zagłębiona	110	8

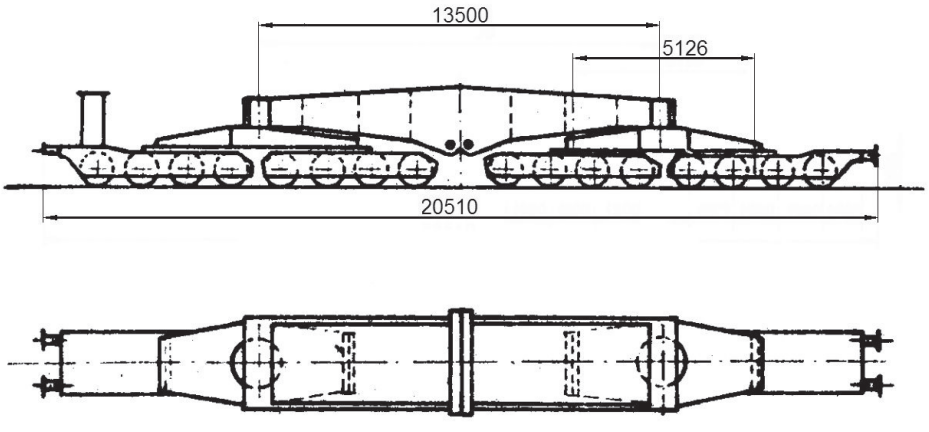


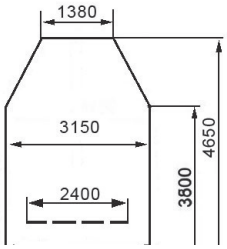
NORCA -24



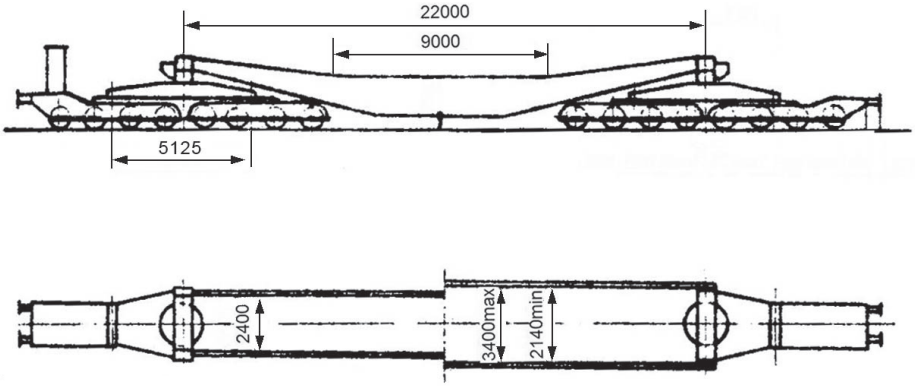
NORCA -32

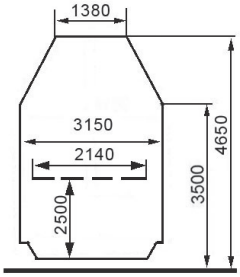
Rys. 17. Wagony kolejowe dziobowe-burtowe typu NORCA



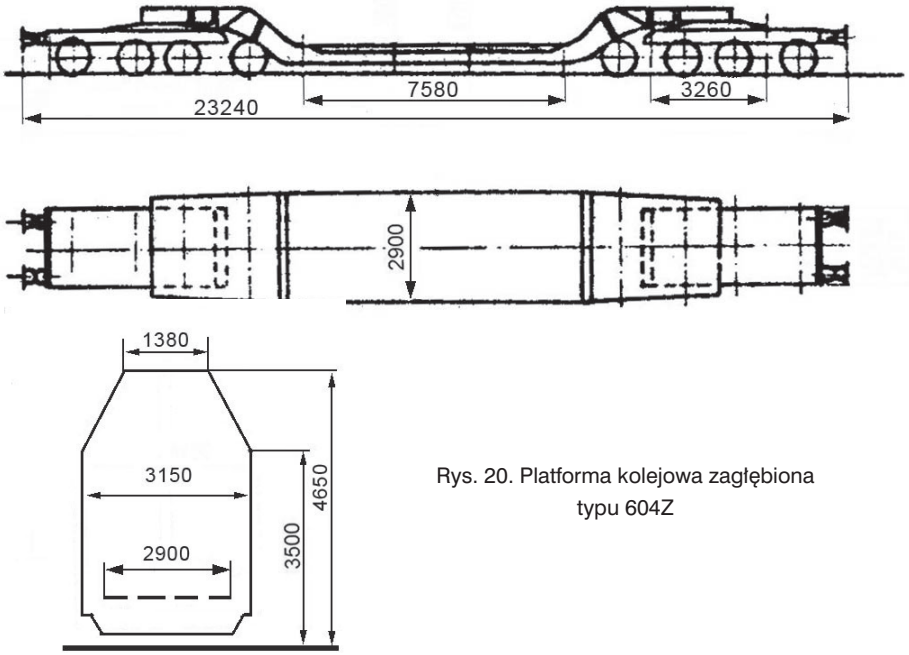


Rys. 18. Wagon kolejowy typu 606Z

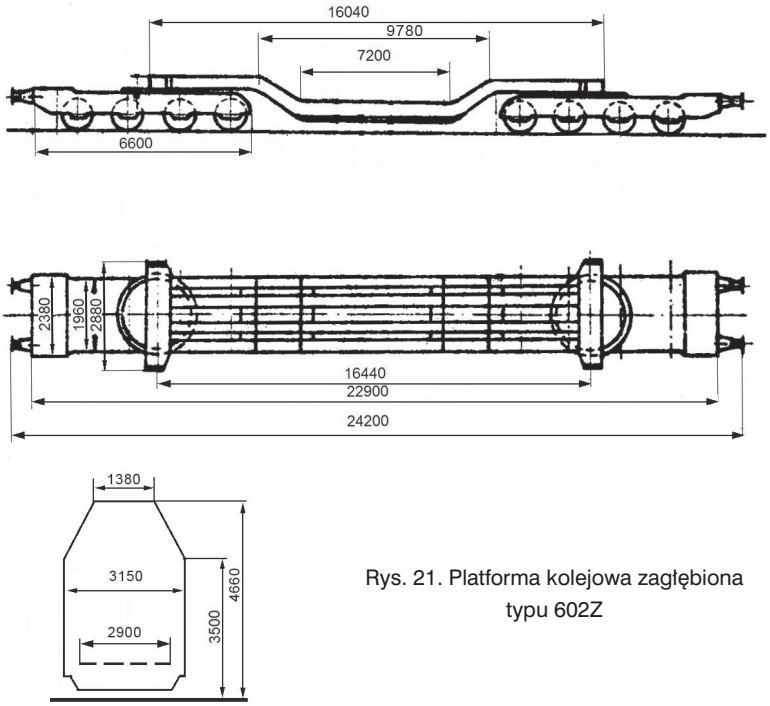




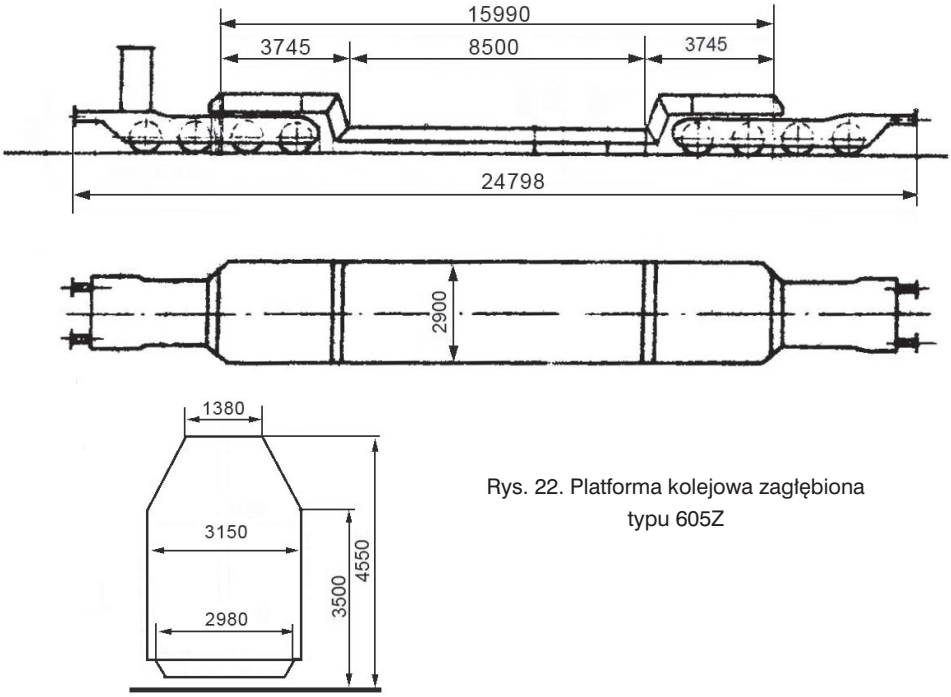
Rys.19. Wagony kolejowe typu 603Z oraz 603



Rys. 20. Platforma kolejowa zagłębiona typu 604Z



Rys. 21. Platforma kolejowa zagłębiona typu 602Z



Rys. 22. Platforma kolejowa zagłębiona typu 605Z

6.2. ŚRODKI TRANSPORTU DROGOWEGO

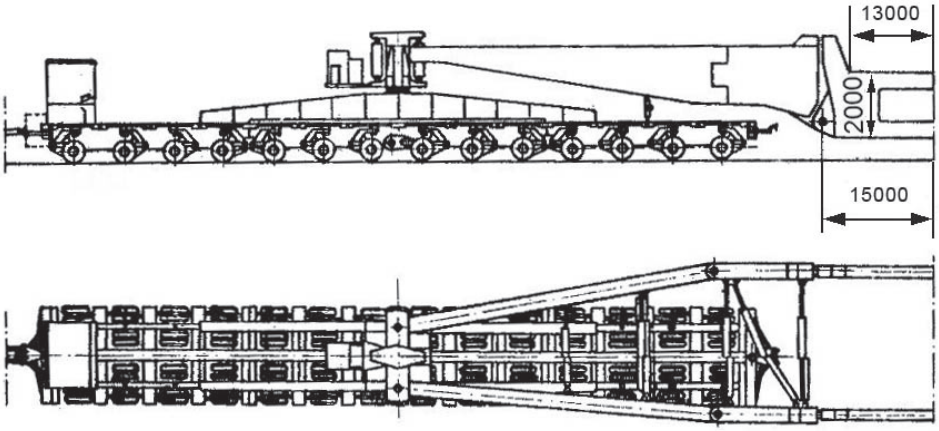
Jest to obecnie najpopularniejszy środek transportu, szczególnie jednostek średniej mocy. Dynamiczny rozwój tego rodzaju transportu jest zasługą wyspecjalizowanych firm, które korzystają, jeżeli zachodzi taka potrzeba, również z wypożyczanych zagranicznych środków transportu i podejmują się przewozu praktycznie każdego ładunku przy następujących uwarunkowaniach:

- dopuszczalna masa przewożonego ładunku jest limitowana masą własną zastosowanej przyczepy kołowej oraz dopuszczalnym na polskich drogach naciskiem na oś wynoszącym *12 t/oś*. Przyczepy którymi dysponują posiadają 18 osi,
- jeżeli wysokość ładunku na przyczepie od poziomu drogi nie przekracza *4m*, transport nie należy na ogół do trudnych, o ile da się zachować wysokości dna ładunku od podłoża na wysokości *55 ÷ 65 cm*,
- dla zweryfikowanej trasy poruszania się ładunku mogą się podjąć transportu przy wysokości *4,4 m* od poziomu drogi, a w szczególnych sytuacjach przy wysokościach dochodzących nawet do *4,7 ÷ 7,8 cm*,
- ładunek na czas transportu jest ubezpieczony, a jego kosztami jest obciążany klient.

Według danych Instytutu Energetyki [29], w dyspozycji tych firm powinny być ponadto przyczepy do przewozu jednostek największych mocy i napięć (tablicy 10 oraz rysunek 23).

Tablica 10. Dane drogowych środków transportu do przewozu transformatorów [29]

Typ przyczepy	Rodzaj przyczepy	Ładowność [t]	Liczba osi kół jezdnych
Cometto	dziobowa	320	224
	burtowa	300	
	na belkach poprzecznych	280	
Blumhardt	burtowa	210	96
	platforma zagłębiona	100	
Goldhofar	platforma zagłębiona	120	96



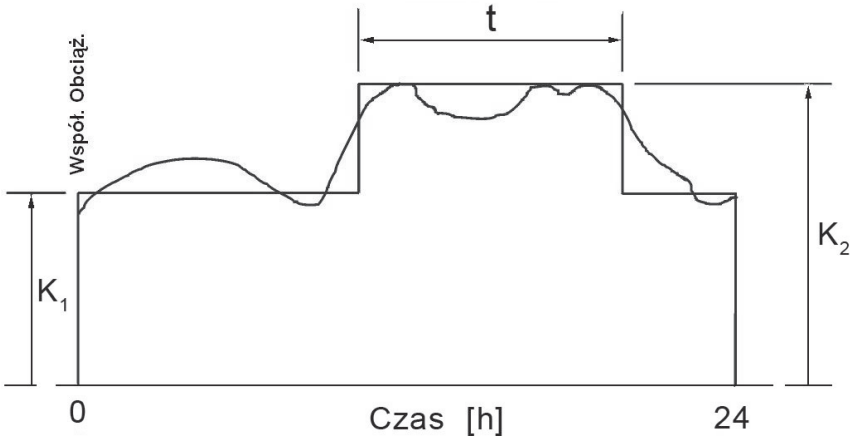
Rys. 23. Układ wózków jezdnych przyczepy drogowej typu Cometto

7. PRZECIĄŻALNOŚĆ

Aktualnie w coraz większym zakresie do praktyki eksploatacyjnej wdrażane są programy do ciągłego śledzenia stanu obciążenia transformatora. Pozwalają one, w sytuacjach kryzysowych wesprzeć technicznie obsługę podstacji przy podejmowaniu decyzji w przypadku nagłego przeciążeniu jednostki. Jest to jednak sytuacja nieco odmienna od tej, która może wystąpić przy opracowywaniu problemu przeciążalności w Specyfikacji Technicznej. Ze względów eksploatacyjnych może być bowiem zasadne, aby transformator w warunkach eksploatacyjnych miał przeciążalność nieco większą niż to przewidują normy PN-EN 60076. Może też zaistnieć sytuacja, że profil obciążenia dobowego w danym miejscu sieci lub inne potrzeby techniczne uzasadniają instalację jednostki o mniejszej mocy znamionowej, jednak o zdecydowanie dużej przeciążalności[33]. Dlatego dla poprawnego zdefiniowania w Specyfikacji warunków dla transformatora o określonej, przewidywanej charakterystyce przeciążeniowej, konieczna jest znajomość podstaw i sposobu definiowania przeciążalności.

Ogólne zasady wyznaczania charakterystyki przeciążeniowej transformatora olejowego są zawarte w normie CEI-IEC 354 „Loading guide for oil-immersed power transformer" (wydanie II z roku 1991), na której będzie bazować polski odpowiednik. Według podanego w niej algorytmu obliczeń, który jest również wykorzystywany w oprogramowaniach do monitoringu ciągłego stanu przeciążenia transformatora, przyjęto następujące główne założenia:

- warunki klimatyczne środowiska pracy transformatora są zgodne z normą PN-EN 60076-1 i cechuje je cykliczność związana z porami roku,
- przyrosty temperatur uzwojeń i oleju względem otoczenia są dla znamionowych warunków pracy transformatora równe wartościom dopuszczalnym, określonym w normie PN--EN 60076-2,
- w warunkach znamionowych temperatura najgorętszego punktu w uzwojeniach wynosi $\Theta_h = 98\ ^oC$, co daje wartość przyrostu $\Delta\Theta_h = 78\ ^oC$ względem średniej rocznej temperatury otoczenia, równej $\Theta_{ot} = 20\ ^oC$,
- procesy starzeniowe izolacji olejowo-papierowej podlegają prawu Montsinger'a [18, 19] i przyjmuje się w procesach starzeniowych, że nominalny czas życia tej izolacji odpowiada temperaturze $\Theta_h = 98\ ^oC$. Ten czas w jednostkach bezwzględnych wynosi *25* lat [18, 19], a w częściej używanych jednostkach względnych jest równy *1* (jeden),
- obciążenie transformatora jest zmienne w czasie i ma charakter cykliczny, definiowany w czasie jednej doby zastępczą krzywą łamaną o parametrach K_1, K_2 oraz czasie t (rys. 24),
- kryteria, które według normy CEI-IEC 354, mogą być akceptowane przy przeciążeniach zestawiono w tablicy 11. W oparciu o te kryteria norma podaje w postaci tabelarycznej dopuszczalne przeciążenia w jednostkach względnych i czasy ich trwania w [godz.].



Rys. 24 Profil obciążenia dobowego i jego aproksymacja krzywą o współczynnikach K_1, K_2 oraz t.

Norma CEI-IEC 354 w następujący sposób definiuje podane w tablicy 11 rodzaje obciążeń, które określają występujące w eksploatacji przeciążenia:

- normalne zastępcze obciążenie cykliczne

  Jest to tryb pracy, w którym można spodziewać się okresowych przeciążeń, wzrostów temperatury oraz wzrostów prądów obciążenia, które kompensowane są również okresowymi spadkami tych wielkości i w efekcie zastępcze obciążenie transformatora odpowiada znamionowemu, przy nominalnej temperaturze.
- cykliczne przeciążenie długotrwałe

  Przeciążenie trwające dłużej niż czas stabilizacji temperaturowej transformatora, które nie prowadzi do awarii transformatora, uszkodzenia termicznego oraz zmniejszenia wytrzymałości dielektrycznej izolacji. Ten czas nienormalnej pracy transformatora może obejmować dni, tygodnie, a nawet miesiące, pod warunkiem, że dotrzymane są kryteria z tablicy 11.
- przeciążenie krótkotrwałe

  Nienormalne duże przeciążenie, które w pewnych okolicznościach zawsze może wystąpić w eksploatacji. Przy takich przeciążeniach temperatura izolacji papierowej i oleju może osiągać wartości krytyczne podane w tablicy 11, co stwarza warunki do osłabienia izolacji, jednak bez bezpośredniego uszkodzenia. Ten typ przeciążenie występuje raczej rzadko i aby nie doprowadzić do rozwoju procesów degradacyjnych należy transformatora wyłączyć.

W tablicy 12 podano, w zależności od temperatury otoczenia, dopuszczalne trwałe całodobowe przeciążenia K_{24} ($K_1 = K_2 = K_{24}$ – rys. 24) dla różnych grup transformatorów oraz rodzajów chłodzenia. Wartości dopuszczalnych przeciążeń wyliczono przy założeniu, że tempo procesu starzenia izolacji nie jest większe od nominalnego (współczynnik starzenia równy jedności), a maksymalna temperatura izolacji nie przekroczy dopuszczalnej wartości w warunkach znamionowych ($\Theta_h = 98\ ^oC$).

Tablica 11. Graniczne wartości prądów oraz temperatury w odniesieniu do wartości z tabliczki znamionowej dla różnych rodzajów obciążeń (wg CEI-IEC 354)

Parametr	Rodzaj transformatora		
	rozdzielczy	średniej mocy	dużej mocy
normalne zastępcze obciążenie cykliczne			
Względna wartość prądu obciążenia I/I_n [-]	1,5	1,5	1,3
Maksymalna temperatura izolacji Θ_h [^oC]	140	140	120
Maksymalna temperatura oleju Θ_c [^oC]	105	105	105
cykliczne przeciążenie długotrwałe			
Względna wartość prądu obciążenia I/I_n [-]	1,8	1,5	1,3
Maksymalna temperatura izolacji Θ_h [^oC]	150	140	130
Maksymalna temperatura oleju Θ_c [^oC]	115	115	115
przeciążenie krótkotrwałe			
Względna wartość prądu obciążenia I/I_n [-]	2,0	1,8	1,5
Maksymalna temperatura izolacji Θ_h [^oC]	są limitowane powstawaniem silnego gazowania izolacji	160	160
Maksymalna temperatura oleju Θ_c [^oC]		115	115

Tablica 12. Dopuszczalne całodobowe przeciążenia trwałe K_{24} dla różnej temperatury otoczenia i układu chłodzenia

Temperatura otoczenia Θ_{ot} [^{o}C]			–25	–20	–10	0	10	20	30	40
Temperatura Izolacji Θ_h [^{o}C]			123	118	108	98	88	78	68	58
K_{24}	trafo rozdz.	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1,0	0,91	0,81
	trafo mocy	ON	1,33	1,30	1,22	1,15	1,08	1,0	0,92	0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,14	1,08	1,0	0,92	0,83
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1,0	0,94	0,87

Odnosząc się do podanych wyżej wartości należy dodać, że całoroczna eksploatacja transformatora wg podanych wartości przeciążeń jest równoznaczna z utrzymaniem nominalnego tempa starzenia się izolacji papierowej transformatora. Gdyby jednak jednostka była przeciążana w okresie zimowym, gdy temperatury są ujemne, a w pozostałych okresach była obciążana nominalnie, to zestarzenie izolacji będzie większe od nominalnego.

Przykład korzystania z danych zawartych w normie CEI-IEC 354 podano w tablicy 13. Zestawiono w niej efekty przeciążeń o parametrach K_1, K_2 oraz t dla różnej temperatury otoczenia Θ_{ot} [^{o}C], które zostały wyznaczone dla transformatora średniej lub dużej mocy według algorytmu podanego w normie.

Przykładowo przyjmując, że: $K_1 = 1{,}0$, $K_2 = 1{,}1$, temperatura otoczenia $\Theta_{ot} = 30\ ^{o}C$ oraz $t = 0{,}5\ h$, z tablicy 13 można odczytać:

- dzienne zestarzenie izolacji wynosi $1{,}04 \bullet 3{,}2 = 3{,}32$, a więc przekracza ponad 330% zestarzenie nominalne, które jest równe 1,
- temperaturę maksymalną izolacji równą $84 + 30 = 114\ ^{o}C$.

Jeżeli ponadto, z uwagi na podany w tablicy 13 typ chłodzenia ON, przyjąć że powyższe wyniki odnoszą się do jednostki średniej mocy i przeciążenia cyklicznego długotrwałego, to można uznać rozpatrywany przypadek za dopuszczalny. Bowiem, zgodnie z podanymi w tablicy 11danymi, nie zostały przekroczone wartości dopuszczalne, a mianowicie:

- przyjęte przeciążenie $K_2 = 1{,}1$ jest znacznie niższe od krytycznego $K_{kr} = 1{,}5$,
- maksymalna temperatura izolacji $\Theta_h = 114\ ^{o}C$ jest mniejsza od dopuszczalnej $\Theta_{dop} = 115\ ^{o}C$.

Tablica 13. Dzienne zużycie izolacji i maksymalne temperatury izolacji Θ_h w funkcji współczynników obciążenia K_1 i K_2 oraz temperatury otoczenia dla transformatorów średniej i dużej mocy o chłodzeniu ON i szczycie trwania przeciążenia $t = 0,5\ h$

Temp. otoczenia Θ_{ot} [°C]	40	30	20	10	0	-10	-20	-25
Mnożniki dla dziennego zestarzenia izolacji	10	3,2	1	0,32	0,1	0,032	0,01	0,0055
Uwaga: jeżeli podane poniżej temperatury maksymalne Θ_h [°C] przekraczają wartości kryterialne z tablicy 11, to takie przeciążenia jest niedopuszczalne!								

K_2 \ K_1	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,004	0,024								
	30	37	46								
0,8	0,001	0,004	0,025	0,074							
	35	42	50	55							
0,9	0,001	0,004	0,026	0,077	0,258						
	40	47	55	61	66						
1,0	0,001	0,005	0,027	0,080	0,267	1,00					
	45	52	61	66	72	78					
1,1	0,001	0,005	0,029	0,085	0,279	1,04	4,30				
	51	58	67	72	78	84	91				
1,2	0,002	0,007	0,034	0,094	0,300	1,09	4,47	20,5			
	57	64	73	78	84	90	97	104			
1,3	0,003	0,009	0,042	0,111	0,338	1,18	4,73	21,4	108		
	64	71	79	84	90	96	103	111	119		
1,4	0,005	0,015	0,059	0,144	0,409	1,35	5,18	22,8	113	631	
	71	78	86	91	97	103	110	118	125	134	
1,5	0,010	0,027	0,095	0,213	0,554	1,69	6,03	25,2	121	661	4 040
	78	85	93	98	104	110	117	125	133	141	150
1,6	0,022	0,054	0,174	0,365	0,868	2,39	7,76	29,9	135	710	4 250
	85	92	101	106	112	118	125	132	140	148	157
1,7	0,048	0,118	0,356	0,712	1,58	3,98	11,6	39,8	164	802	4 590
	93	100	109	114	119	126	133	140	148	156	165
1,8	0,113	0,271	0,794	1,54	3,28	7,69	20,4	62,3	226	994	5 250
	101	108	117	122	128	134	141	148	156	164	173
1,9	0,275	0,652	1,88	3,60	7,45	16,8	41,7	116	373	1 430	6 650
	110	117	125	130	136	142	149	157	164	173	182
2,0	0,695	1,64	4,69	8,88	18,1	40,0	95,8	251	736	2 480	+
	118	125	134	139	145	151	158	165	173	182	+

Dzienne zestarzenie izolacji

Przyrost maksymalnej temperatury izolacji

Wprawdzie norma CEI-IEC 354 nie precyzuje maksymalnej temperatury oleju Θ_c przy przeciążeniach[34], stanowiącą także wartość kryterialną wynikającą z danych w tablicy 11, to jednak łatwo oszacować, że w rozpatrywanym przypadku ta temperatura jest całkowicie bezpieczna[35] i znacząco niższa od krytycznej, równej $\Theta_h = 115\ ^oC$.

Podsumowując rozpatrywany przypadek dość niewielkiego, 10-procentowego przeciążenia, nie uzyskano – zgodnie z oczekiwaniem – przekroczenia kryterialnych wartości temperatur, a jedynie ponad trzykrotny wzrost zestarzenia izolacji. Z tego powodu transformator mógłby pracować długotrwale w tym trybie przeciążenia cyklicznego, jednak starzenie izolacji następowałoby 3-krotnie szybciej niż przy pracy znamionowej. Jak można odczytać z podanych liczb, duże zestarzenie jest spowodowane w tym przypadku przede wszystkim pracą transformatora w podwyższonej temperaturze, równej $\Theta_{ot} = 30\ ^{o}C$. W tej temperaturze, jak można odczytać z tablicy 12, transformator może osiągać tylko *92*% swojej mocy znamionowej przy pracy ciągłej, jeżeli zamierza się utrzymać znamionowe tempo starzenia się izolacji.

Omówiona powyżej istota charakterystyki przeciążeniowej transformatora (autotransformatora) pozwala mieć pogląd czego należy spodziewać się w tym zakresie po jednostce wykonanej zgodnie z normami PN-EN 60076. Można też na podstawie przywoływanych materiałów ocenić, czy warunki eksploatacyjne zamawianej jednostki nie przekraczają przeciążeń dopuszczanych przewidywanych normą CEI-IEC 354. Jeżeli ocena ta wykaże, że jednostka będzie przeciążana bardziej niż dopuszcza ta norma, a o tym decydują w pierwszej kolejności stosunki I/I_n z tablicy 11, to w Specyfikacji na zamawianą jednostkę należy:

- podać producentowi graniczne wartości stosunków I/I_n, odpowiadających rodzajom występujących przeciążeń, przy których eksploatacja winna być zapewniona,
- oszacować, w oparciu o normę CEI-IEC 354 dopuszczalne lecz raczej zaniżone przyrosty temperatury uzwojeń oraz oleju, przy których będzie gwarantowana moc znamionowa zamawianego transformatora. Gdyby określenie tych przyrostów było utrudnione lub zbyt mało dokładne w związku z brakiem pewnych danych konstrukcyjnych lub materiałowych (np. konieczność zastosowania materiałów izolacyjnych o zwiększonej wytrzymałości termicznej), można w tej sprawie zdać się na propozycję producenta. Oznacza to narzucenie w Specyfikacji wymogu podania tych przyrostów przez producenta, z jednoczesnym potwierdzeniem dostarczenia jednostki o wymaganej przez odbiorcę przeciążalności.

Jeżeli producent podejmie się produkcji jednostki o zdefiniowanej i większej niż w CEI-IEC 354 przeciążalności, to winien on dostarczyć odbiorcy pełną charakterystykę tej przeciążalności, a najprostszą i najlepszą jej formą będzie program komputerowy. Te ustalenie winny być zawarte w kontrakcie na kupowaną jednostkę.

Według posiadanego rozeznania w kraju raczej nie są zamawiane transformatory o zwiększonej przeciążalności, które stanowią dla zamawiającego pewien kłopot związany z poprawnym ich zdefiniowaniem. Również dla producenta takie zamówienie może być problemem, gdyż nie jest to jednostka typowa dla danej mocy i napięcia, a ponadto musi on tę przeciążalność udokumentować. Z tego powodu niekiedy dokonuje się wyboru jednostki o większej mocy i standardowej przeciążalności wg CEI-IEC 354, zamiast wykonywać jednostkę o zwiększonej przeciążalności. Jest to rozwiązanie niewątpliwie prostsze technicznie, jednak niekoniecznie najtańsze.

Za granicą jednostki o zwiększonej przeciążalności spotyka się dość rzadko, jakkolwiek mają one specjalne przeznaczenie. W USA są dość często stosowane np. rezerwowe jednostki mobilne, najczęściej typu przewoźnego, których przeznaczeniem jest zastąpienie w jak najkrótszym czasie jednostki uszkodzonej i przejęcie jej pełnego obciążenia. To wymusza, aby przeciążalność jednostki rezerwowej wynosiła *200* %, a niekiedy nawet i więcej.

Zwykle takie przeciążenia odbywają się kosztem przyśpieszonego starzenia izolacji, ale nie mogą być przekroczone wartości kryterialnych dotyczących temperatur maksymalnych (por. dane tablicy 11), a więc przy tych przeciążeniach jednostka rezerwowa nie może ulec uszkodzeniu.

Nawiązując do samego sposobu opisu przez producenta przeciążalności jednostki, ograniczające się niekiedy do powołania się na odpowiednią normę PN lub IEC, należy uznać za niewystarczające. Współczesne normy, a w tym przywoływana wcześniej norma CEI-IEC 354 podają metodę obliczeń oraz niezbędne dane i wartości kryterialne, po to aby dla każdego transformatora (autotransformatora), dla którego jest to niezbędne, taką charakterystykę opracować, uwzględniając jego wyniki prób cieplnych oraz dane konstrukcyjne. Podany w powyższej normie przykład obliczeniowy został opracowany dla przeciętnych danych różnych jednostek i ma przede wszystkim wartość instruktażową. Z tego powodu producenci nowych jednostek winni przeciążalności dostarczać klientowi, najlepiej w postaci programu komputerowego. W pierwszej kolejności winno to dotyczyć jednostek dużej mocy, jednostek trójuzwojeniowych oraz tróuzwojeniowych autotransformatorów.

8. PRZYKŁADOWA SPECYFIKACJA TECHNICZNA

Specyfikacja Techniczna transformatora – w warunkach techniczno-ekonomicznych zamówienia (SIWZ) zwana często opisem przedmiotu zamówienia – jest niezbędnym elementem procesu przetargowego.

Istotne fragmenty tego procesu przetargowego podaje poniższa tablica 14.

Tablica 14. Zagadnienia niezbędne przy ustalaniu warunków zamówienia na nową jednostkę [28]

Zagadnienia niezbędne w Specyfikacji	Dodatkowe informacje
Tryb udzielenia zamówienia	Wskazane jest stosowanie konkurencji firm
Opis przedmiotu zamówienia	
Przykład opisu w dalszej części	
Opis sposobu przygotowania oferty	
Termin wykonania zamówienia oraz termin związania z ofertą	
Opis warunków udziału w postępowaniu oraz opis sposobu dokonania oceny	
Informacja o oświadczeniach i żądanych dokumentach	
Informacja o sposobie porozumiewania się Zamawiającego z Wykonawcami oraz wskazanie osób uprawnionych do kontaktów	
Wymagania dotyczące wadium	
Miejsce oraz termin składania i otwierania ofert	
Opis kryteriów, które będą stosowane przy wyborze oferty	
Istotne dla Stron postanowienia wprowadzone do treści umowy	
Szczegółowy opis przedmiotu zamówienia oraz warunki dostawy	W formie załącznika w SIWZ; zagadnienia opisane w dalszej części rozdziału
Wzorce: oferty, oświadczeń, umowy i.t.p	W formie załącznika w SIWZ

Dalsza część tego rozdziału odnosić się będzie tylko do Specyfikacji Technicznej przykładowego transformatora, przy czym zostanie ona przedstawiona w bardziej poszerzonym zakresie w odniesieniu do zagadnień technicznych, niż podaje się często w literaturze [28] lub publikacji CIGRE[36]. Ponadto, wychodząc naprzeciw potrzebom użytkowników do istotnych pozycji prezentowanych w tablicy 15 podano także dodatkowe wyjaśnienia.

Przedmiotem przykładowej Specyfikacji jest transformator trójuzwojeniowy o następujących podstawowych danych:

- moce znamionowe: 63/50/43 MVA,
- przekładnia napięciowa: 115 ± 1,25% x 12stop./31,5 ± 2,5% x 2stop./10,5kV,
- poziom udarowy izolacji: BIL[37]450kV,
- wykonanie według norm: PN-EN 60076.

Należy zauważyć, że odwołanie się w powyższych danych do norm PN-EN 60076 zwalnia z podawania w Specyfikacji wszystkich tych danych, które ona szczegółowo precyzuje.

Tablica 15 Przykładowa Specyfikacja Techniczna transformatora trójuzwojeniowego 63 MVA/115 kV – wykonanie wg norm PN-EN 60076

Lp.	Opis danych technicznych	Jedn.	Wartości	Uwagi
1	Charakterystyka opisowa zamawianego transformatora	Olejowy transformator trójuzwojeniowy, regulacyjny, z chłodzeniem radiatorowym i przewietrzaniem wentylatorowym, wykonanie napowietrzne wg PN-EN 60076		
2	Moce znamionowe uzwojeń: GN SN DN	MVA	 63 50 43	Podane moce znamionowe odnoszą się do chłodzenia ONAF, moce dopuszczalne dla chłodzenia ONAN określi producent w swojej ofercie przetargowej.
3	Przekładnie napięciowe w stanie jałowym GN SN DN	kV	 115 1,25%x12stop 31,5 2,5%x2stop. 10,6	Po stronie GN regulacja pod obciążeniem w punkcie gwiazdowym, przy zastosowaniu wydzielonego uzwojenia regulacyjnego. Po stronie SN regulacja w stanie beznapięciowym. Obie regulacje przy stałej mocy
4	Maksymalne napięcie robocze U_m uzwojeń GN SN DN	kV	 123 36 17,5	

5	Moce zwarciowe sieci dołączonych do zacisków uzwojeń: GN SN DN	GVA	10 5 0	W dołączonej do zacisków DN sieci nie występują źródła energii, które mogą zasilać miejsce zwarcia.
6	Przewzbudzalność dopuszczalna	%	10[a)]	
7	Częstotliwość znamionowa	Hz	50	
8	Znamionowe napięcie zwarcia dla zaczepu znam. I par uzwojeń oraz mocy odniesienia: GN-SN, moc 50MVA GN-DN, moc 43MVA SN-DN, moc 43MVA	%	11 określi producent[b)] określi producent[b)]	Napięcia zwarcia dla par uzwojeń GN-DN i SN-DN określi produ-cent, przy założeniu, że moc zwarciowa na zaciskach DN nie przekroczy 800MVA. W ofercie przetargowej producent poda wartości gwarantowane napięć dla wszystkich par uzwojeń, zaczepów znamionowych i skraj.
8	Gwarantowane straty jałowe	kW	≤ 35[c)]	W ofercie producent określi straty gwarantowane, które nie będą większe od podanej obok wartości.
9	Gwarantowany prąd stanu jałowego	%	≤ 0,2	W ofercie producent określi gwa-rantowany prąd stanu jałowego, który nie będzie większy od podanej obok wartości.
10	Gwarantowane straty obciążeniowe dla zaczepu znam. i par uzwojeń oraz mocy odniesienia: GN-SN, moc 50MVA GN-DN, moc 43MVA SN-DN, moc 43MVA	kW	≤ 185 d) określi producent określi producent	Straty gwarantowane dla pary GN-SN nie mogą być większe od podanej obok wartości, a dla pozostałych par i skrajnych pozycji przełącznika zaczepów producent określi wartości gwarantowane.
11	Symbol układu połączeń	–	YNyn0d11	

12	Sposób uziemienia sieci	Sieć 110kV pracuje ze skutecznie uziemionym punktem zerowym, a pozostałe sieci dołączone do zacisków SN i DN z izolowanym. W czasie eksploatacji punkt gwiazdowy strony GN może być uziemiany bezpośrednio lub pozostawać izolowany. Punkt gwiazdowy SN będzie uziemiany przez rezystor.		
13	Wytrzymałość zwarciowa	Zgodna z PN-EN 60076-5, przy uwzględnieniu powstania zwarć niejednoczesnych na wszystkich możliwych zaciskach uzwojeń. Weryfikacja wytrzymałości zwarciowej metodą obliczeniową wg podanych w w/w normie procedur. Zastrzega się możliwość żądania wykonania próby dynamicznej transformatora, gdyby przedłożone przez producenta - na etapie analizy konstrukcji – wyniki obliczeń dynamicznych były niepełne lub budziły wątpliwości.		
14	Napięcia probiercze dla uzwojenia: GN zaciski liniowe (poziom WNZ) punkt gwiazdowy SN wszystkie zaciski DN wszystkie zaciski	kV (pC)	LI450/520, AC185 (150pC) LI250/ , AC95 LI170/187, AC70 LI95/105, AC38	Próbę napięciem przemiennym indukowanym AC185 (ACSD) należy wykonać z pomiarem WNZ. Wymaga się, aby jednostka była odporna na przepięcia rezonansowe przy następują-cych przepięciach łączeniowych: -strona GN U~=1,2Um. f=6. ..15kHz, strona SN U~= 1,6Um, f=3...8kHz. Producent potwierdzi wytrzymałość na te przepięcia odpowiednimi pomiarami niskonapięciowymi wg sposobu podanego w [15].
15	Poziom mocy akustycznej	dB(A)	77	Ponieważ nierówność (14) nie jest spełniona poziom mocy akustycznej winien być wyznaczony z próby w stanie jałowym i zwarcia. Wymaga się również, aby poziom tej mocy był wyznaczony dla obciążenia znamionowego i dla obniżonej mocy i chłodzenia ONAN

16	Wyposażenie	–	Zgodne z rozdziałem 4, przy uwzględnieniu, że: - przełącznik zaczepów tradycyjny f-my REINHAUSEN, - konserwator dwukomorowy, - radiatory nabudowane na kadzi i ocynkowane, - nie przewiduje się aparatury do monitoringu ON LINE i instalacji PPOŻ.
17	Próby	–	Pełne próby wyrobu i typu oraz próby specjalne, a w tym: - pomiary przepięć piorunowych przenoszonych, na przełączniku zaczepów i przepięć rezonansowych, - pomiar WNZ, - pomiary akustyczne, - pomiary FRA, - pomiary prądów magnesujących, - pomiary termo-wizyjne przy obciążeniu znam. i 10% przeciążeniu, - pomiar izolacji i poj. doziemnej, - pomiary DGA przed i po próbach napięciowych i cieplnych, - pomiar impedancji zwarcia dla skład. zerowej, - 6-cio godzinny bieg jałowy, - badania wytrzymałościowe kadzi i pokrywy na nad- i podciśnienie.
18	Wymiary gabarytowe, masy	mm, Mg	Wymiary gabarytowe jednostki zmontowanej nie mogą przekraczać wymiarów: -długość ...., -szerokość ..., - wysokość .... Producent przedstawi w ofercie szkic wymiarowy transformatora w stanie zmontowanym i do transportu oraz określi odpowiednie masy.
19	Transport	–	Jednostka winna być przystosowana do transportu kolejowego i drogowego i być transportowana z olejem w stanie częściowego demontażu, a w tym przy demontażu radiatorów. Producent określi w ofercie jakie środki transportu należy zastosować oraz jaki będzie stan demontażu.
20	Części zapasowe	–	Według potrzeb odbiorcy
21	Przeciążalność	–	Wyznaczona w oparciu o wyniki próby cieplnej i metodę podaną w normie CEI-IEC 354 i przekazana wraz z INSTRUKCJĄ ELSPLOATACJI w postaci programu na CD.

Objaśnienia do tablicy 15:

a) ponieważ przewzbudzalność jest większa niż zaleca norma PN-EN 60076-1 (tylko 5%), podano wartość wymaganą dla tej jednostki, równą 10%,

b) ponieważ podano warunek o dopuszczalnej mocy zwarciowej na zaciskach (wymuszony np. zdolnością łączeniową przewidzianej do montażu na podstacji aparatury) wygodnie jest zamiast podawania odpowiednich napięć zwarcia, definiować je wartością powyższej mocy. Pozwoli to producentowi dobrać te napięcia zwarcia w sposób bardziej optymalny, uwzględniający również aspekt wytrzymałości zwarciowej uzwojenia DN,

c) straty te wyznaczono z rysunku 12, wyznaczając moc typową tego transformatora według wzoru (4) i uzyskują jej wartość równą ok. 89,48 MVA,
d) straty te wyznaczono z rysunku 13, zakładając w/w wartość mocy typowej, otrzymując wynik ok. 270 kW. Ponieważ straty obciążeniowe odnosimy zgodnie z punktem 3.11 do mocy znamionowej 50 MVA (a niej jak wynikałoby pośrednio z Rys.13 do mocy GN, równej 63 MVA) oraz uwzględniając, że para uzwojeń GN-SN jest parą zewnętrzną o średniej długości zwoju większej o ok.10% niż tradycyjna jednostka dwuuzwojeniowa (do której odnosi się rysunek 13), otrzymuje się szacowane gwarantowane straty obciążeniowe:

$$\Delta P_{obc} = 270 \cdot \left(\frac{50}{63}\right)^2 \cdot 1{,}10 \cong 185kW \tag{29}$$

Komentując zawartość tablicy 15 należy podkreślić, że nie podano w niej wszystkich tych danych, które jednoznacznie są definiowane w zespole norm PN-EN 60076, a w tym m.in. warunków klimatycznych, dopuszczalnych przyrostów temperatur, dopuszczalnych odchyłek wykonawczych.

9. WYKAZ NORM

[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] PN-EN 60071-1: „Koordynacja izolacji – definicje, zasady i reguły”,
[10] PN-EN 60071-2: „Koordynacja izolacji – przewodnik stosowania”,
[11] IEC 815: „Guide for the selection of insulators in respect of pollued conditions”
[12] PN-EN 50216-1: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 1: postanowienia ogólne”,
[13] PN-EN 50216-2: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 2: przekaźnik gazowo-przepływowy do olejowych transformatorów i dławików z konserwatorem”,
[14] PN-EN 50216-3: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 3: przekaźnik zabezpieczający do transformatorów i dławików hermetycznych olejowych bez poduszki powietrznej”,
[15] PN-EN 50216-4: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 4: wyposażenie podstawowe (zacisk uziemiający, urządzenie spustowe i do napełniania, kieszeń termometrowa, podwozie)”,
[16] PN-EN 50216-5: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 5: wskaźnik poziomu cieczy, manometry i wskaźniki przepływu cieczy”,
[17] PN-EN 50216-6: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 6: urządzenia chłodzące – odejmowalne radiatory transformatorów olejowych”,
[18] PN-EN 50216-7: „Wyposażenie transformatorów i dławików – część 7: pompy elektryczne oleju transformatorowego”,
[19] PN-IEC 726+A1: „Transformatory suche”,
[20] PN-EN 60071.1: „Koordynacja izolacji – definicje, zasady i reguły”,
[21] PN-EN 60071.2: „Koordynacja izolacji – przewodnik stosowania”,
[22] CEI-IEC 354: „Loading guide for oil-immersed power transformer”,
[23] Broszura CIGRE nr 156: „Guide for customers specification for transformers 100MVA and 132kV and above”, opracowanie Grupy Roboczej CIGRE WG 12.15, kwiecień 2000 r,

[24] IEC 99-1: „Surge arresters – part 1: non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems”,
[25] IEC 99-4: „Surge arresters – part 4: metal-oxide surge arresters without gaps surge for a.c. systems”,
[26] IEC 99-5: „Surge arresters – part 5: selection and application recommendation – section 1” general”.

10. LITERATURA

[1] B. M. Pasternack i inni: „Analysis of a generator step-up transformer failure following faulty synchronisation", IEEE Transactions on Power Deliver, No 3, July 1988

[2] W. Pewca: „Ocena wytrzymałości zwarciowej transformatora blokowego TW240000/220 w stanie niesynchronicznego załączenia bloku na sieć", opracowanie wewn. IEL O/Ł dok. DPP/93/73

[3] Babare, A. Bossi i inni: „Electromagnetic transients in large power step-up transformers: some design and testing problems", Rep. CIGRE no 12-207, 1990,

[4] E. T. Norris: „Mechanical strength of power transformer in service", IEEE vol. 104, part A, August 1962, pp 289-306

[5] Z. Hasterman I inni: „Wytrzymałość elektryczna transformatorów energetycznych", WNT, Warszawa 1983r

[6] J. McElroy: „On the significance of recent EHT transformer failures involving winding resonance", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol PAS-94, no 4 July/August 1975

[7] H. B. Margolis, J. D. M. Phelps i inni: „Experience with part-winding resonance in EHV autotransformers – diagnosis and corrective measures", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol PAS-94, no 4 July/August 1975

[8] 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 1982

[9] T. Teranishi i inni: An approach to suppressing resonance voltage in transformer tap windings", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol PAS-102, no 8 August 1983,

[10] CIGRE Working Group 12.07: „Resonance behaviour of high-voltage transformer", Rep. CIGRE no 12-14, August/September 1984

[11] Schei, K. Alstad i inni: „Resonant overvoltages in power station transformer initiated by switching transients in the connected cable network", Rep. CIGRE no 12-07, August/September 1984

[12] R.E Pretorius i inni: „Pratical investigation into repeated failures of 400/220kV autotransformers in the ESCOM network – results and solution", Rep. CIGRE no 12-10, August/September 1984

[13] G. Preininger: „Resonant overvoltages and their impact on transformer – design, protecton and operation", referat prezentowany na "Letniej szkole transformatorowej", PŁ, Łodź, czerwiec 1993

[14] M. Kozłowski: „Wewnętrzne przepięcia rezonansowe w transformatorach. Przykład analizy zagrożeń", Przegląd Elektrotechniczny, R. LXXIII nr 9/1997

[15] M. Kozłowski: „ zagrożenie w eksploatacji wysokonapięciowych transforma-torów dużej mocy w skutek przepięć rezonansowych wewnętrznych”, Projekt badawczy KBN nr804119101, opracowanie Instytutu Maszyn Elektrycznych i Transformatorów Politechniki Łódzkiej, grudzień 1995
[16] R. Malewski i inni: „Wykrywanie odkształceń uzwojenia wyrównawczego w autotransformatorach 160MVA, 230/110kV typu RTdxP metodą pomiaru odpowiedzi częstotliwościowej”, ENERGETYKA, Zeszyt Tematyczny nr XI: „Transformatory w eksploatacji – nowe problemy i wyzwania”, Kołobrzeg – Dźwirzyno, kwiecień 2007r
[17] W. Pewca: „Zmienność napięcia zwarcia dla różnych układów uzwojeń transformatorów i autotransformatorów z bezpośrednią regulacją napięcia”, materiały konferencyjne z XV Konferencji Energetyki (organizator ENERGOSERWIS S.A.): „ENERGETYKA - przemiany – innowacje – wyzwania”, Ryn, wrzesień 2007r
[18] E.Jezierski: „Transformatory – podstawy teoretyczne”, PWT, Warszawa 1956
[19] E.Jezierski: „Transformatory – podstawy teoretyczne”, NT, Warszawa 1965
[20] E.Jezierski i inni: „Transformatory – budowa i projektowanie”, NT, Warszawa 1963
[21] R. Bruce. H. Royal, J.B. Price: “Factors influencing the design of large high-voltage power transformers”, Trans. S. Africa Trans. Electr. Engrs, 1968, 59, no 1, 1-22 Discuss
[22] B. Heller: “Methods and mean of voltage regulation of large autotransformer”, Rep. of discussion at the Colloquium of S.C. (Transformers) CIGRE, Marianskie Laźne, 1971
[23] Pewca W., Szablewski. K.: Czterouzwojeniowy transformator do bezpo-średniego zasilania z sieci 110 kV trakcyjnych zespołów prostownikowych. Wyd. SEP, Energetyka nr 7, 1999 r
[24] Pewca W.: „Badania modelowe wytrzymałości zwarciowej uzwojeń SN i DN autotransformatora 330MVA/400kV na promieniowe siły zwarciowe”, Przegląd Elektrotechniczny, LXIX, nr 8, 1993 r
[25] Pewca W.: „Wybrane zagadnienia wytrzymałości zwarciowej transforma-torów”, Forum Transformatorowe ABB, Łódź, listopad 2006r.
[26] Foldi J.: “Recent Achievements in performing short-circuit withstand tests on large power transformers in Canada”, Rep. CIGRE 12-201, 2000
[27] Replinger E.: “Study of noise emitted by power transformers based on today’s viewpoint”, Rep CIGRE no 12-08 1988
[28] Skomudek W.: “Elementy specyfikacji zakupu transformatorów rozdzielczych”, ENERGETYKA, Zeszyt tematyczny nr XI, Kołobrzeg - Dźwirzyno, kwiecień 2007r
[29] Kulikowski J. i inni: „Analiza transportu transformatorów o mocy wiekszej niż 100MVA i generatorów o mocy wiekszej niż 100MW w latach 1984 – 1995”. Wyd. Instytutu Energetyki, W-wa 1995r
[30] Makowski S.: „O potrzebie zmiany metody kształtowania strat w transformatorach rozdzielczych”, ENERGETYKA, lipiec 2004r
[31] Pewca W.: „Obliczenia ofertowe autotransformatora 160MVA/220kV”, oprac. wewn. IEN OT, dok.10/99

11. ZAŁĄCZNIKI

ZAŁĄCZNIK A: MINIMALIZACJA KAPITALIZOWANYCH KOSZTÓW TRANSFORMACJI ENERGII

W przypadku jednostek dużej mocy, pełniących w systemie energetycznym szczególnie istotną rolę, dla których może trudno np. określić w Specyfikacji technicznej z właściwą dokładnością optymalne poziomy strat jałowych i obciążeniowych, zalecane jest uwzględnianie w przetargach minimalizacji kapitalizowanych kosztów transformacji energii. Jest to też jednocześnie najbardziej wymierna metoda oceny techniczno-ekonomicznej oferowanych wyrobów, jednak nie jedyny czynnik, który należy brać uwagę przy ostatecznym wyborze oferenta. Z innych czynników, których uwzględnienie jest konieczne, a których odzwierciedlenie w parametrach ekonomicznych nie jest poste, można wymienić następujące:

- pozytywne doświadczenie eksploatacyjne z jednostkami danego oferenta i jego lista referencyjna,
- wieloletnie doświadczenie w produkcji danego typu jednostek, która jest przedmiotem przetargu,
- mała ogólna awaryjność wyrobów danego oferenta, użytkowanych przez różnych odbiorców,
- sprawny, dobrze działający serwis,
- unifikacja rozwiązań, które ułatwią eksploatację oferowanej jednostki,
- ogólna, długoterminowa i skoordynowana polityka energetyki zmierzająca do wspierania różnych konkurujących ze sobą dobrych producentów, pozwalająca uniknąć w przyszłości monopolizacji rynku krajowego przez jednego z nich.

Kapitalizowane koszty transformacji energii SK w okresie przewidywanej eksploatacji transformatora, oblicza się z prostej zależności [30]:

$$SK = C + A \cdot \Delta P_{0(gw)} + B \cdot \Delta P_{obc(gw)} \qquad \text{(Z1)},$$

gdzie: C – cena transformatora w [zł], A – jednostkowy koszt kapitalizowanych strat jałowych w okresie eksploatacji transformatora w [zł/kW], B – jednostkowy koszt kapitalizowanych strat obciążeniowych w okresie eksploatacji transformatora w [zł/kW], P – gwarantowane straty obciążeniowe w [kW].

Wówczas wartości współczynników *A* i *B* (zależność (Z1)) wynosiły *A = 6000 USD/kW* oraz *B = 3800 USD/kW*. Współczynniki *A* i *B* w powyższym wzorze należy wyznaczać – zgodnie z Broszurą CIGRE nr 156[38] – z zależności:

transformatory blokowe – pozostające cały rok pod obciążeniem, t =1

$$A = B = \sum_{n=1}^{n} \left\{ \left(e \cdot 8760 \cdot f \right) + d \right\} \cdot c \tag{Z2}$$

jednostki sieciowe

$$A = \sum_{n=1}^{n} \left\{ \left(e \cdot 8760 \cdot b \right) + d \right\} \cdot c \tag{Z3}$$

$$B = \sum_{n=1}^{n} \left\{ \left(e \cdot 8760 \cdot f^2 \cdot b \right) + d \right\} \cdot c \tag{Z4}$$

gdzie: n – przewidywany czas „życia" transformatora w [latach], t – roczna względna dyspozycyjność transformatora, odniesiona do rocznego czasu pracy, równego 8760 godz. (dla t = 1 czas pracy wynosi 8760 godz.), e – koszt energii w [zł/kWh], f – współczynnik obciążenia, wyrażony względnym – odniesionym do mocy znamionowej – obciążeniem, d – koszt dostarczenia mocy w [zł/kW], c – dyskont finansowy w [%].

W nawiązaniu do ostatniej zależności należy dodać, że według Grupy Roboczej CIGRE, która tę metodę opracowała, współczynnik obciążenia „f" należy wyznaczać dla największego zapotrzebowania na moc w danym roku. Istotne jest również i to, że wszystkie współczynniki występujące pod znakiem sumy mogą zmieniać się w poszczególnych latach eksploatacji transformatora i winny być we właściwy sposób uwzględniane w wyznaczanych wartościach A i B.

Według posiadanego rozeznania techniczno-ekonomiczną ocenę ofert przeprowadzono przed kilku laty przez Spółkę Sieci PSA S.A., w związku z zamówieniem nowych rozwiązań autotransformatorów *160 MVA/220 kV* [31]. W celu zorientowania się w wartościach współczynników A i B (zależność (Z1), można też dodać, że wówczas ich wartości wynosiły: *A=6000 USD/kW, B=3800 USD/kW*.

ZAŁĄCZNIK B: PROCEDURA WYZNACZANIA ZASTĘPCZYCH STRAT OBCIĄŻENIOWYCH W TRANSFORMATORZE (AUTOTRANSFORMATORZE) TRÓJUZWOJENIOWYM

Określenie warunków obciążalności poszczególnych uzwojeń tradycyjnej jednostki trójuzwojeniowej (punkt 3.5, zależność (2)) – niezbędne dla zwymiarowania i sprawdzenia układu chłodzenia – jest często trudne do zdefiniowania w Specyfikacji Technicznej przez zamawiającego. Może bowiem zaistnieć sytuacja, że przyszłe warunki eksploatacyjne w danym miejscu sieci mogą być znacząco inne od aktualnych, dla których ta jednostka jest przeznaczona. W tych przypadkach, szczególnie gdy istnieje domniemanie, że zamawiana jednostka może w przyszłości pracować przy prądach wszystkich uzwojeń zbliżonych do znamionowych, norma PN-EN 60076-8 zaleca, aby układ chłodzenia został zaprojektowany dla zastępczych strat jednostki trójuzwojeniowej. Metodę wyznaczania tych strat – od lat stosowaną przez niektórych producentów krajowych - podaje punkt 7.7 powyższej normy, a dla wsparcia technicznego odbiorów podaje się jej ogólne zasady, na przykładzie tradycyjnej jednostki trójuzwojeniowej.

Dla rozpatrywanej jednostki – o mocach znamionowych: $P_{GN}/P_{SN}/P_{DN}$ oraz prądach znamionowych: $I_{GN}/I_{SN}/I_{DN}$ – istnieje możliwość pomierzenia lub obliczenia znamionowych strat obciążeniowych dla poszczególnych par uzwojeń o wartościach[39]:
ΔPGN – SN/ΔPGN – SN/ΔPDN. Ponieważ z założenia moce poszczególnych uzwojeń nie są sobie równe, należy prądy znamionowe poszczególnych uzwojeń i straty obciążeniowe poszczególnych par uzwojeń sprowadzić do wspólnej mocy umownej S (najczęściej jest to moc uzwojenia GN), według poniższych zależności (wartości sprowadzone oznaczono primem):

<u>prądy umowne</u>

$$I'_{GN} = I_{GN} \cdot \frac{S}{P_{GN}}$$

$$I'_{SN} = I_{SN} \cdot \frac{S}{P_{SN}} \qquad \text{(Z5)}$$

$$I'_{DN} = I_{DN} \cdot \frac{S}{P_{DN}}$$

<u>umowne straty obciążeniowe</u>

$$\Delta P'_{GN-SN} = \Delta P_{GN-SN} \cdot \left(\frac{S}{P_{GN}}\right)^2$$

$$\Delta P'_{GN-DN} = \Delta P_{GN-DN} \cdot \left(\frac{S}{P_{DN}}\right)^2 \qquad \text{(Z6)}$$

$$\Delta P'_{SN-DN} = \Delta P_{SN-DN} \cdot \left(\frac{S}{P_{SN}} \right)^2$$

Dalszym etapem przeliczeń jest wyznaczenie przeliczonych strat obciążenioych poszczególnych uzwojeń, analogicznymi zależnościami jakie stosowane są przy przeliczeniach impedancji [19]:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{GN} &= 0{,}5 \cdot (\Delta P'_{GN-SN} + \Delta P'_{GN-DN} - \Delta P'_{SN-DN}) \\ \Delta P'_{SN} &= 0{,}5 \cdot (\Delta P'_{GN-SN} + \Delta P'_{SN-DN} - \Delta P'_{GN-DN}) \\ \Delta P'_{DN} &= 0{,}5 \cdot (\Delta P'_{GN-DN} + \Delta P'_{SN-DN} - \Delta P'_{GN-SN}) \end{aligned} \qquad \text{(Z7)}$$

Jeżeli tak wyznaczone straty obciążeniowe poszczególnych uzwojeń przeliczyć na ich moce znamionowe i zsumować, otrzymuje się poszukiwane zastępcze straty obciążeniowe jednostki trójuzwojeniowej:

$$\Delta P_{obc.,zast} = \left(\frac{P_{GN}}{S} \right)^2 \cdot \Delta P'_{GN} + \left(\frac{P_{SN}}{S} \right)^2 \cdot \Delta P'_{SN} + \left(\frac{P_{DN}}{S} \right)^2 \cdot \Delta P'_{DN} \qquad \text{(Z8)}$$

Przedstawiona metoda wyznaczania strat zastępczych może być też stosowana dla trójuzwojeniowych autotransformatorów. Dla jednostek trójuzwojeniowych z rozdzielonymi uzwojeniami metoda ta pozostaje również aktualna, jednak należy zauważyć, że przy takim obciążeniu jak rozpatrywany (rysunek 9.b) stają się one tradycyjnymi jednostkami dwuuzwojeniowymi i stosując reguły obowiązujące dla nich, można w prosty sposób obliczyć lub pomierzyć zastępcze straty obciążeniowe dla pracy trójuzwojeniowej.

PRZYPISY

1. Norma PN-EN 60071.2 odwołuje się w tych sprawach także do normy krajowej PN-E 06303 (1998 r), która powstała później niż norma IEC 815 (1988 r.)
2. W przywołaniu do tej normy podawane są wymienione wcześniej normy dotyczące koordynacji izolacji.
3. Wykluczało to możliwość uszkodzeń związanych ze zestarzeniem się izolacji lub istotnym pogorszeniem parametrów oleju transformatorowego.
4. W skrajnym przypadku może to też być udar prostokątny o skończonym czasie trwania, który zawiera w sobie szereg sinusoidalnych harmonicznych o różnej amplitudzie (harmoniczny szereg Fourier'a).
5. Sprawa jest znana dla energetyków, że przepięcia takie mogą powstawać wskutek odpowiednio zlokalizowanych zwarć, wszelkich operacji łączeniowych jak również przez nagłe zrzuty obciążenia.
6. Układ uzwojeń w oknie rdzenia pokazano na rys. 9.
7. Mogą to być jednostki o relacjach mocy np. 1:1:0,67
8. Więcej informacji na temat relacji napięć zwarcia w tych jednostkach podano w punkcie 3.10
9. Np. zwarcia w sieci dołączonej do zacisków DN1 nie powodują znaczących spadków napięć w sieci związanej z zaciskami DN2.
10. W tradycyjnym rozwiązaniu jednostki trójuzwojeniowej moce jego uzwojeń spełnia-

ją zależność (2), co zwykle oznacza, że moc uzwojenia pierwotnego nie jest równa mocy obu uzwojeń wtórnych. Można z tego wnioskować, że praca wszystkich uzwojeń z pełnymi mocami znamionowymi byłaby możliwa tylko wtedy, gdy występują ściśle określone przesunięcia fazowe obciążeń poszczególnych uzwojeń. Jest to oczywiście przypadek teoretyczny. W praktyce z reguły przesunięcia fazowe są zbliżone i jednostka może być obciążana tylko tak, aby w żadnym uzwojeniu nie został przekroczony prąd znamionowy. Oznacza to dużą liczbę kombinacji obciążeń, zawsze jednak jedno z uzwojeń będzie pracowało z mocą mniejszą od znamionowej. Problem ten, w zasadzie, nie występuje w transformatorach tróuzwojeniowych z rozdzielonymi uzwojeniami.

11. Wyrażona w [Ω] jako iloraz znamionowych wartości fazowych napięcia znamionowego i prądu znamionowego (lub prądu zaczepowego).
12. Ze względu na mały udział składowej czynnej zależność ta jest dość słaba; większy wpływ temperatury występuję w jednostkach rozdzielczych (wg normy PN-EN 60076-1 są to jednostki kategorii I), a w jednostkach najwyższych mocy praktycznie pomijalny.
13. Jednym z istotnych warunków poprawnej pracy równoległej dwóch jednostek jest równość ich napięć zwarcia wyrażonych w %.
14. Określenie to wskazuje, że nie jest to prosta wartość średnia, ale nieco od niej odbiegająca i uwzględniająca konfigurację strumienia rozproszenia. Podobnie należy traktować to określenie w innych objaśnieniach.
15. W tych jednostkach procentowe napięcie zwarcia odniesione do mocy własnej może wynosić nawet ok. 20%, a więc jest niemal dwukrotnie wyższe niż w transformatorze o takiej samej mocy własnej.
16. Pokazano stosowane w Polsce symetryczne rozwiązanie, o równych mocach obu uzwojeń DNI oraz DNII. Teoretycznie możliwe jest także rozwiązanie niesymetryczne, w którym moce uzwojeń DNI oraz DNII nie są równe, jednak spełniają zależność (3).
17. Ponieważ w transformatorze „z rozdzielonymi uzwojeniami” o równych mocach uzwojeń DNI oraz DNII występuje całkowita symetria geometryczna i rozproszeniowa, pomiar napięcia zwarcia $\Delta u_{z(GN-(DNI-DNII))}$ może być wykonany przy jednoczesnym zwarciu np. uzwojeń DNI oraz DNII, co sprawia, że jednostka w tym stanie nabiera właściwości jednostki trójuzwojeniowej.
18. Dla próby ACLD pomiar wyładowań niezupełnych jest zawsze wykonywany!
19. Liczba 520kV oznacza wartość szczytową udaru uciętego na grzbiecie.
20. Przy dobrym wykonawstwie poziom WNZ może być nawet znacząco niższy niż 100pC.
21. Jest wykonywana na życzenie zamawiającego, informacja podana w specyfikacji technicznej i ponosi on dodatkowe koszty z tym związane.
22. Jest wykonywana na życzenie zamawiającego, informacja podana w specyfikacji technicznej i ponosi on dodatkowe koszty z tym związane.
23. Obie wielkości, tzn. L_p(A) i L_n(A) wyraża się także w [dB(A)].
24. Być może nazwa ta bardziej oddaje to, co w języku potocznym nazywa się często hałasem transformatora.
25. Często przy pomiarze poziomu dźwięku powodowanym przez uzwojenia nie można próby tej wykonać (podobnie jak strat obciążeniowych) przy prądzie znamionowym, wtedy wykonuje się przy I<I, a wynik przelicza się na warunki znamionowe według wzoru (6) z normy PN-EN 60076-10. Wzór ten może być też wykorzystywany do wyznaczenia poziomu dźwięku dla obciążeń różnych od znamionowego.

26. Specyfikacje dla transformatorów rozdzielczych zostały omówione w pracy [28].
27. Przed laty stosowano takżej przełączniki zaczepów f-my ELIN-UNION, jednak nieco gorszej jakości i produkowanych w nie tak duże gamie typów. Mimo, że firmy tej już nie ma, to jednak istnieje możliwość jest pełnej regeneracji tych przełączników w firmie Energo-Complex.
28. Jeżeli prąd znamionowy przełącznika zaczepów jest znacząco większy od rzeczywistego prądu obciążenia występującego w eksploatacji, to wzrasta trwałość jego styków, lecz powoduje to wzrost ceny przełącznika zaczepów.
29. Można zamiast termometrów alkoholowych do odczytu bezpośredniego, zastosować ewentualnie termometry oporowe do odczytu zdalnego.
30. Układy monitoringu on-line transformatorów w szerokim zakresie omówione są w podręczniku „Transformatory w eksploatacji" wyd. Energo-Complex, 2007.
31. Wyniki te mogą nie muszą być podane w formie pisemnej, wystarczające jest przedstawienie ich przy omawianiu szczegółów próby udarowej. Pozwoli to oddalić ewentualne zarzuty producenta, że klient wymaga udostępniania danych, które stanowią jego własność intelektualną.
32. Istnieje jedynie domniemanie – oparte głównie na danych literaturowych, że część "tajemniczych" awarii, które w ostatnim okresie wystąpiła w kraju była spowodowana tymi przepięciami.
33. Takie rozwiązania są ostatnio stosowane i mogą stanowić zakamuflowaną presję na zmniejszenie ceny. Przecież w takiej sytuacji nie zamawia się formalnie jednostkę np. 270 MVA, a tylko 240 MVA! Należy zwrócić uwagę, że przy takim „wybiegu" wszystkie parametry odnosimy do mocy nominalnej, a więc mniejszej, co niekiedy ze względów eksploatacyjnych jest podejściem właściwym.
34. Do jej wyznaczenia są niezbędne różne szczegółowe dane konstrukcyjne transformatora, a w tym m.in.: – jego stała czasowa, - stosunek strat obciążeniowych do jałowych, – znamionowy przyrost temperatury maksymalnej oleju $\Delta\Theta_c$.
35. Jeżeli założyć dość bezpiecznie, że: – $\Delta\Theta_c = 52\ ^{O}C$ (por. CEI-IEC 354, tablica 2), - w czasie przeciążenia temperatura oleju osiąga stan ustalony (bardzo ostre założenie, gdyż stała czasowa transformatora wynosi kilka godzin), – sumaryczne straty w transformatorze są proporcjonalne do współczynnika przeciążenia K_2 w potędze 1,8 (wykładnik potęgi wg CEI-IEC 354, tablica 2, odnośnie strat założenie dość ostre, gdyż straty jałowe nie zmieniają się przy przeciążeniu), to w rezultacie otrzyma się temperaturę maksymalną w stanie przeciążenia: $\Delta\Theta_c = 30 + 52 \bullet 1{,}1^{1{,}8} = 91{,}7\ ^{O}C$.
36. „Guide for customers specification for transformers 100MVA and 132 kV and above", Broszura CIGRE nr 156, opracowanie Grupy Roboczej CIGRE WG 12.15, kwiecień 2000 r.
37. BIL jest skrótem od zwrotu: „Base Lightning Impulse Insulation Level" (por. IEEE std C57) i jest używany w literaturze fachowej, szczególnie w USA, dla określenia poziomu udarowego izolacji transformatora.
38. Grupa Robocza CIGRE Komitetu Studiów nr 12 (transformatory): „Guide for customer specifications for transformers 10MVA and 123kV and above", Broszura CIGRE nr 156, kwiecień 2000.
39. Straty te zawsze odnoszone są do niższej mocy znamionowej danej pary uzwojeń – porównaj punkt 4.11 opracowania.

CZĘŚĆ II

Tomasz Boczar, Andrzej Cichoń

POMIARY POZIOMU DŹWIĘKU EMITOWANEGO PRZEZ TRANSFORMATORY ENERGETYCZNE

1. WSTĘP

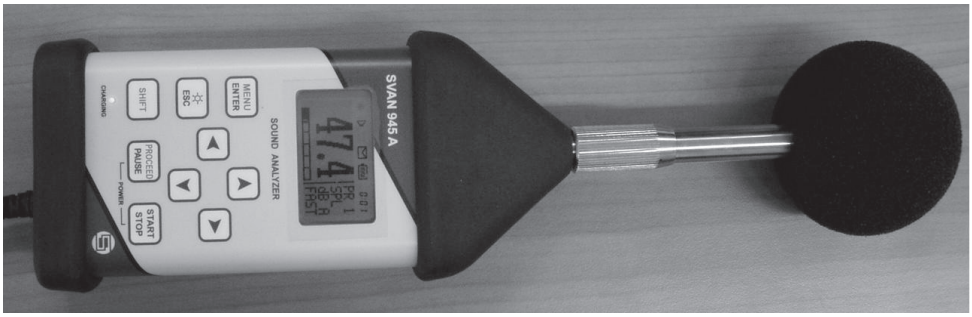
Praca transformatora energetycznego związana jest z powstawaniem hałasu, którego źródłem są: drgania magnetostrykcyjne rdzenia, wirujące wentylatory chłodnic, drgania uzwojeń wywołane działaniem sił elektrodynamicznych, pracujące pompy wymuszające przepływ oleju izolacyjnego oraz drgania rurociągów z olejem chłodzącym.

Transformator zainstalowany na stacji elektroenergetycznej powinien być dobrany w taki sposób, aby hałas jaki powstaje w czasie jego pracy nie przekraczał dopuszczalnych wartości określonych w normach środowiskowych. Graniczne poziomy hałasu określono w dokumencie [7], w którym w zależności od miejsca zainstalowania, podano dopuszczalne poziomy ciśnienia akustycznego. Spełnienie norm środowiskowych dotyczących dopuszczalnego poziomu mocy akustycznej występującej wokół transformatora stwarza wiele problemów, zarówno służbom technicznym zajmującym się eksploatacją danej jednostki, jak również osobom odpowiedzialnym za przestrzeganie norm środowiskowych. Ze względu na procesy zużycia poszczególnych elementów transformatora w czasie jego eksploatacji poziom mocy akustycznej może stopniowo ulegać zwiększaniu. Dlatego przeprowadzając okresową kontrolę stanu technicznego transformatorów energetycznych wskazane jest wykonanie pomiarów poziomu ciśnienia akustycznego i obliczenie mocy akustycznej. Wykonanie takich badań jest pożądane nie tylko ze względów środowiskowych, ale może również stanowić dodatkowe kryterium oceny podczas badania stanu technicznego transformatora, a w szczególności elementów układu chłodzenia [1, 4, 7].

Metodykę dotyczącą sposobu wykonywania pomiarów hałasu wokół transformatorów energetycznych przedstawiono w normie PN – EN 60076 – 10 „Transformatory – część 10: wyznaczanie poziomów dźwięku”.

2. PRZYRZĄDY POMIAROWE

Do pomiarów poziomu ciśnienia akustycznego wokół transformatorów energetycznych zaleca się stosowanie mierników poziomu dźwięku klasy 1 [5]. Przykładem takiego przyrządu jest całkujący miernik poziomu dźwięku SVAN 945A produkcji polskiej, którego widok przedstawiono na rysunku 1. Przyrząd ten jest cyfrowym analizatorem i miernikiem dźwięku przeznaczonym do wszelkich pomiarów akustycznych, a w szczególności do monitorowania hałasu w środowisku oraz pomiarów zagrożenia hałasem w miejscu pracy [5].

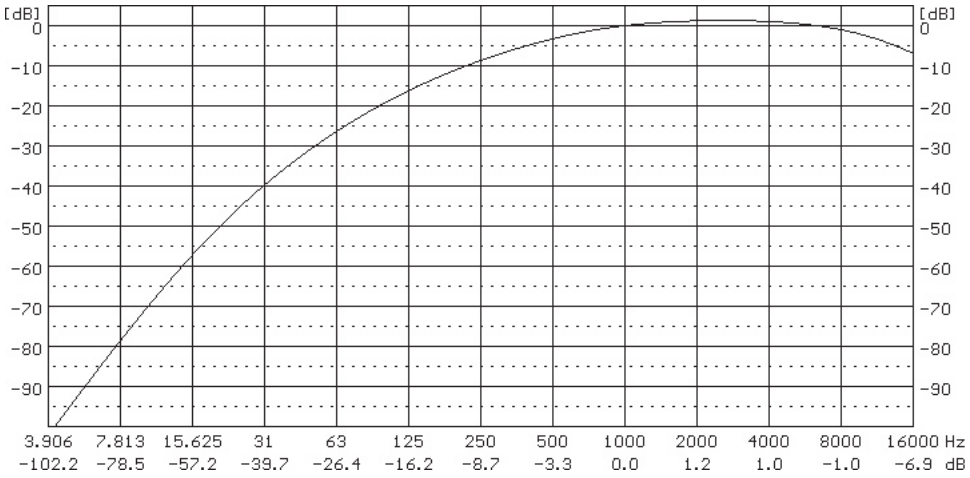


Rys. 1. Wygląd ogólny miernika SVAN 945A

W mierniku wbudowane są wszystkie wymagane normami filtry korekcyjne. Możliwy jest jednoczesny pomiar z trzema niezależnie określonymi konfiguracjami filtru korekcyjnego i stałej czasowej:

a) filtr A i stała Slow,
b) filtr C i stała Impulse,
c) filtr G i stała Slow.

Dla każdego z zestawów parametrów możliwe jest zapamiętanie historii pomiaru w buforze wyników. W czasie pomiarów mocy akustycznej wykonuje się pomiary skorygowane według charakterystyki akustycznej A, którą przedstawiono na rysunku 2 [2, 3, 5].



Rys. 2. Charakterystyka filtru A zastosowanego w mierniku SVAN 945A [5]

Przyrząd pomiarowy umożliwia również wykonanie analizy tonalnej, pomiaru głośności, analizy oktawowej i tercjowej, analizy FFT oraz wykrywanie tonów dyskretnych mierzonego sygnału akustycznego. Zakres częstotliwości rejestrowanego ciśnienia akustycznego odniesiony do wartości *–3 dB* należy do przedziału (*1÷20000) Hz* [5].

Bezpośrednio przed rozpoczęciem i zakończeniem serii pomiarowej konieczne jest przeprowadzenie kalibracji przyrządu pomiarowego za pomocą kalibratora akustycznego. Widok przykładowego kalibratora akustycznego KA-50 przedstawiono na rysunku 3. W przypadku, gdy wyniki kalibracji zmieniają się więcej niż o *0,3 dB* pomiary uważa się za niewiążące i próbę pomiarową należy powtórzyć [6].

Rys. 3. Widok kalibratora akustycznego KA-50

3. METODYKA WYKONYWANIA POMIARÓW

Pomiary poziomu ciśnienia akustycznego wykonuje się podczas pracy znamionowej transformatora energetycznego. Jeżeli ze względu na warunki techniczne niemożliwe jest wykonanie pomiarów przy znamionowym prądzie obciążenia, poziom mocy akustycznej, jaka występuje przy prądzie znamionowym można obliczyć z zależności:

$$L_{WAJN} = L_{WAJT} + 40\log\frac{I_N}{I_T} \tag{1}$$

gdzie:
L_{WAJN} *– skorygowany poziom mocy akustycznej przy prądzie znamionowym,*
L_{WAJT} *– skorygowany poziom mocy akustycznej przy prądzie zmniejszonym,*
I_N *– prąd znamionowy,*
I_T *– prąd zmniejszony [6].*

Rozmieszczenie punktów pomiarowych wokół badanej jednostki wymaga określenia głównej powierzchni promieniowania dźwięku. W przypadku transformatorów z urządzeniami chłodzącymi jest to powierzchnia obrysu obejmującego urządzenie, licząc od wierzchołka pokrywy do podstawy kadzi. Główna powierzchnia promieniowania powinna obejmować urządzenia chłodzące umieszczone w odległości do *3 m* od kadzi transformatora [6].

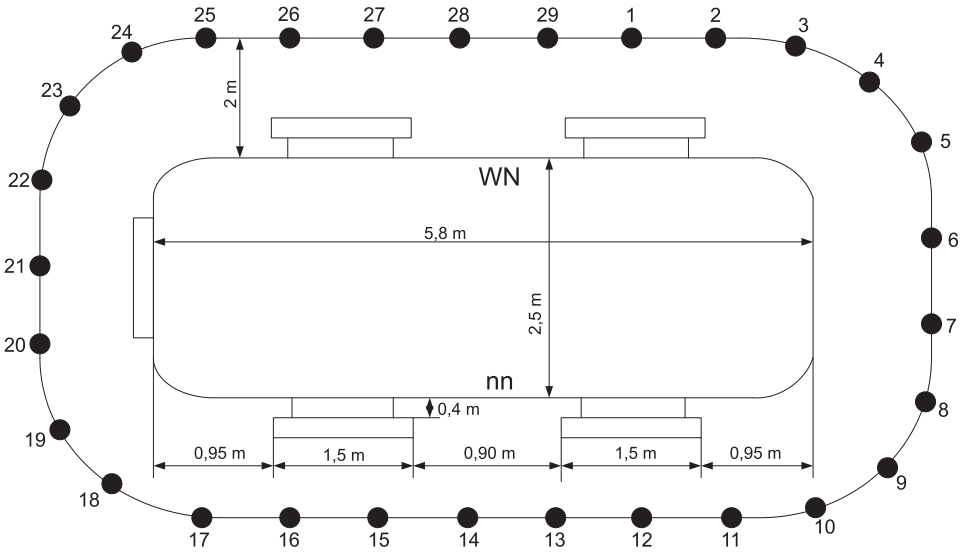
Przed rozpoczęciem pomiarów wokół transformatora należy wyznaczyć linię pomiarową, która powinna być oddalona od głównej powierzchni promieniowania o:

- *1 m* podczas wykonywania pomiarów przy wyłączonych urządzeniach chłodzących,
- *2 m* podczas pomiarów z włączonymi urządzeniami chłodzącymi.

Dla transformatorów o wysokości mniejszej niż *2,5 m* zaleca się zlokalizowanie linii pomiarowej w połowie wysokości transformatora. Natomiast jeżeli wysokość transformatora jest większa niż *2,5 m* należy wykorzystać dwie linie pomiarowe położone na dwóch poziomych płaszczyznach w jednej trzeciej wysokości i w dwóch trzecich wysokości, jeżeli pozwalają na to względy bezpieczeństwa [6]. Widok urządzenia pomiarowego umieszczonego na statywie w czasie wykonywania pomiarów przestawiono na rysunku 4.

Rys. 4. Widok przyrządu pomiarowego umieszczonego w statywie podczas wykonywania pomiarów

Znając przebieg linii pomiarowej należy wyznaczyć punkty, w których umieszczany będzie przyrząd pomiarowy. Mikrofon pomiarowy powinien znajdować się na linii pomiarowej, a punkty pomiarowe powinny być rozmieszczone równomiernie i oddalone od siebie nie więcej niż o *1 m* [6]. Przykładowy widok rozmieszczenia punktów pomiarowych wokół badanego transformatora przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Rozmieszczenie punktów pomiarowych wokół badanego transformatora [3]

W celu obliczenia poziomu mocy akustycznej na podstawie pomiarów ciśnienia akustycznego, konieczne jest wyznaczenie pola powierzchni pomiarowej. Pole to oblicza się z zależności:

$$S = (h + l_p) \cdot l_m \tag{2}$$

gdzie:
h – wysokość rdzenia z uzbrojeniem w metrach,
l_m – długość linii pomiarowych,
l_p – odległość pomiarowa w metrach.

W przypadku gdy w pobliżu transformatora znajdują się płaszczyzny pochłaniające dźwięk w obliczeniach mocy akustycznej należy uwzględnić poprawkę środowiskową K. Wartość współczynnika K zależy w głównej mierze od stosunku pola powierzchni pomieszczenia pochłaniającej dźwięk A, do pola powierzchni pomiarowej S i można jego wartość wyznaczyć z zależności (3) [6].

$$K = 10 \lg\left(1 + \frac{4}{\frac{A}{S}}\right) \tag{3}$$

gdzie:
S – pole powierzchni pomiarowej,
A – pole powierzchni pochłaniającej dźwięk obliczane ze wzoru:

$$A = \alpha \cdot S_v \tag{4}$$

w którym:
α – średni współczynnik pochłaniania dźwięku (szczegółowe wartości podano w [6]),
S_v – całkowite pole powierzchni pomieszczenia probierczego [m^2].

W przypadku, gdy pomiary wykonywane są w terenie otwartym, w polu akustycznym, które nie jest zakłócone odbiciami współczynnik K jest równy zeru [6].

4. WYZNACZANIE POZIOMU CIŚNIENIA AKUSTYCZNEGO OTOCZENIA BADANEJ JEDNOSTKI (TŁA)

Podczas wykonywania pomiarów poziomu ciśnienia akustycznego wokół transformatora energetycznego należy uwzględnić hałas tła. Skorygowany poziom ciśnienia akustycznego tła należy mierzyć bezpośrednio przed pomiarami badanego obiektu. Wysokość umieszczenia mikrofonu podczas pomiarów hałasu tła powinna być taka sama jak podczas pomiarów poziomu ciśnienia akustycznego badanego obiektu.

W przypadku, gdy liczba punktów pomiarowych przekracza 10, dopuszcza się mierzenie hałasu tylko w 10 punktach rozłożonych równomiernie wokół badanego obiektu. Jeżeli poziom ciśnienia akustycznego hałasu tła jest wyraźnie niższy niż suma poziomów ciśnienia akustycznego hałasu i tła badanego obiektu, pomiary hałasu tła można wykonać tylko w jednej pozycji pomiarowej i nie jest wymagana korekta zmierzonego poziomu dźwięku urządzenia [6].

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego $\overline{L_{pA0}}$ bez poprawki środowiskowej należy obliczać ze skorygowanych poziomów ciśnienia akustycznego L_{pAi}, zmierzonych przy badanym obiekcie stosując równanie (5)

$$\overline{L_{pA0}} = 10\lg\left(\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} 10^{0,1L_{pAi}}\right) \tag{5}$$

gdzie:
N – całkowita liczba pozycji pomiarowych.

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego tła $\overline{L_{bgA}}$ oblicza się z zależności:

$$\overline{L_{bgA}} = 10\lg\left(\frac{1}{M}\sum_{i=1}^{M} 10^{0,1L_{bgAi}}\right) \tag{6}$$

gdzie:
M – całkowita liczba pozycji pomiarowych,
L_{bgAi} – poziom ciśnienia akustycznego hałasu tła w i – tym punkcie pomiarowym.

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego $\overline{L_{pA}}$, z uwzględnieniem poprawki środowiskowej należy obliczać z zależności:

$$\overline{L_{pA}} = 10\lg\left(10^{0,1\overline{L_{pA0}}} - 10^{0,1\overline{L_{bgA}}}\right) - K \tag{7}$$

gdzie:
$\overline{L_{bgA}}$ – jest niższym z dwóch obliczonych średnich skorygowanych poziomów ciśnienia akustycznego hałasu tła [6].

5. OBLICZANIE POZIOMU MOCY AKUSTYCZNEJ

Ostatnim etapem analizy poziomu dźwięku wokół transformatora elektroenergetycznego jest obliczenie poziomu mocy akustycznej.

Moc akustyczną L_{WA} można obliczyć znając wartość ciśnienia akustycznego $\overline{L_{bgA}}$ lub natężenia dźwięku $\overline{L_{IA}}$ przy wykorzystaniu zależności:

$$L_{WA} = \overline{L_{pA}} + 10\lg\frac{S}{S_0} \tag{8}$$

$$L_{WA} = \overline{L_{IA}} + 10\lg\frac{S}{S_0} \tag{9}$$

gdzie:
S – pole powierzchni pomiarowej,
S_0 – pole powierzchni odniesienia (1 m^2).

W przypadku transformatorów z urządzeniami chłodzącymi zamontowanymi bezpośrednio na kadzi poziom mocy akustycznej urządzeń chłodzących L_{WA0} określa zależność:

$$L_{WA0} = 10\lg\left(10^{0,1L_{WA1}} - 10^{0,1L_{WA2}}\right) \tag{10}$$

gdzie:
L_{WA1} – poziom mocy akustycznej transformatora i urządzeń chłodzących,
L_{WA2} – poziom mocy akustycznej transformatora [6].

6. PRZYKŁADOWE WYNIKI POMIARÓW

Poniżej przedstawiono wyniki pomiarów ciśnienia akustycznego wokół transformatora energetycznego o mocy *160 MVA*. Poziom ciśnienia akustycznego mierzono w *29* punktach pomiarowych rozmieszczonych wokół jednostki, których położenie zilustrowano na rysunku 5.

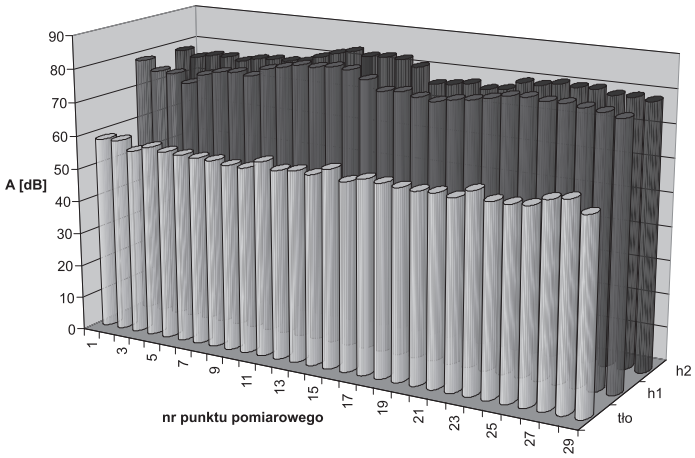
Pomiary wykonywano w czasie normalnej pracy transformatora. Podczas wykonywania pomiarów pracowały wszystkie urządzenia chłodzące – pompy oraz wentylatory chłodnic. W czasie pomiarów transformator obciążony był mocą pozorną $S = 88{,}77\ MVA$, co stanowiło *55,5*% obciążenia znamionowego [2].

Poziom ciśnienia akustycznego dźwięku przy załączonej wentylacji transformatora mierzono w punktach pomiarowych oddalonych o *2 m* od kadzi transformatora, którą przyjęto jako główną powierzchnię promieniowania dźwięku. Ze względu na fakt, że wysokość kadzi badanego transformatora była większa niż *2,5 m* konieczne było wykonanie pomiarów poziomu ciśnienia akustycznego dla linii pomiarowych położonych na dwóch wysokościach. Pierwszą linię pomiarową ustalono na wysokości $h_1 = 1{,}5\ m$, natomiast drugą na wysokości $h_2 = 3{,}0\ m$ [3].

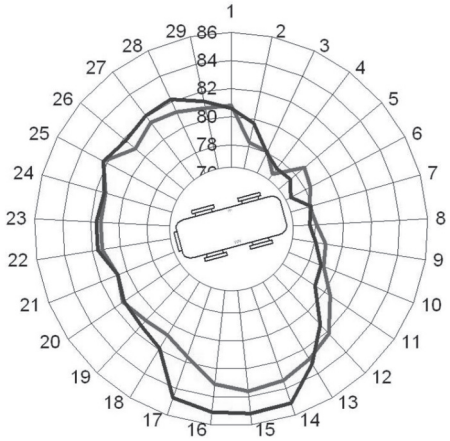
Pomiary skorygowanego poziomu ciśnienia akustycznego tła przeprowadzono poza miejscem zainstalowania transformatora. Związane było to z brakiem możliwości wykonania pomiarów tła wokół badanej jednostki, ponieważ warunki techniczne nie pozwalały na jego wyłączenie z ruchu energetycznego [2].

Warunki akustyczne w otoczeniu transformatora były zbliżone do warunków pola swobodnego. Dźwięki odbite od ścian budynków oraz ekranów znajdujących się wokół transformatora nie miały znaczącego wpływu na otrzymane wyniki pomiarowe, ponieważ odległość powierzchni odbijających od transformatora była znaczna [2, 3].

Otrzymane wyniki przedstawiono w postaci wykresu kolumnowego na rysunku 6 oraz diagramu kołowego z naniesionymi punktami pomiarowymi, który przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 6. Poziom ciśnienia akustycznego zarejestrowanego wokół transformatora [3]



Rys. 7. Diagram kołowy przedstawiający rozkład ciśnienia akustycznego wokół transformatora [3]

Dodatkowo podczas wykonywania pomiarów wyznaczono średnią wartość poziomu ciśnienia akustycznego z uwzględnieniem poprawki środowiskowej oraz skorygowany poziom mocy akustycznej. Otrzymane wyniki przedstawiono w tabeli 1 [3].

Tabela 1. Zestawienie średnich wartości poziomu ciśnienia akustycznego oraz skorygowanego poziomu mocy akustycznej [3]

Średni skorygowany poziom ciśnienia akustycznego [dB]	Skorygowany poziom mocy akustycznej [dB]
81,6	104,35

7. PODSUMOWANIE

Podczas wieloletniej pracy transformatorów energetycznych poziom dźwięku, jaki emitują do otoczenia nie jest stały lecz ulega zmianom. Spowodowane to może być znacznym zużyciem układów chłodzących bądź też zmianami zachodzącymi wewnątrz transformatora. Zwiększenie się mocy akustycznej powyżej wartości przewidzianych na etapie konstrukcji transformatora może być przyczyną nie spełnienia norm środowiskowych. Istotne jest więc aby hałas transformatora był monitorowany podczas badań okresowych, szczególnie wokół transformatorów dużej mocy. Wykrycie podwyższonego poziomu mocy akustycznej pozwoli firmie eksploatującej jednostkę na przygotowanie się pod względem logistycznym i finansowym do przeprowadzenia ewentualnego remontu [2, 3].

8. LITERATURA

[1] ABB - Testing of Power Transformers, Zürich, October 2003 r.

[2] Boczar T., Borucki S., Cichoń A., Lorenc M.: „Measurement results of the acoustic pressure level during unit transformer operation", 36th International Conference and Exhibition, Defektoskopie 2006, 7 - 9 November 2006, pp. 25 – 31.

[3] Boczar T., Borucki S., Cichoń A., Lorenc M.: „Ocena poziomu hałasu na podstawie wyników pomiaru ciśnienia akustycznego generowanego przez transformator elektroenergetyczny", Energetyka – zeszyt tematyczny Konferencji Naukowo – Technicznej „Transformatory w eksploatacji".

[4] IEEE Standards Test Core for Liquid – Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers (IEEE Std. C57.12.90-1999)

[5] Instrukcja obsługi miernika – analizatora dźwięku SVAN 945A – wyd. SVANTEK

[6] PN-EN 60076-10 – Transformatory, Część 10: Wyznaczanie poziomów dźwięku, Warszawa listopad 2003r.

[7] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku.

Rynek produkcji i dystrybucji energii elektrycznej w ciągu najbliższych lat ulegać będzie dynamicznym przemianom. Podniesienie efektywności zarządzania majątkiem sieciowym, w tym transformatorów, zapewne jako istotny problem znajdzie się w głównym nurcie tych przemian. Z drugiej strony ponad połowa zainstalowanych obecnie transformatorów dobiega końca projektowanego czasu życia. Istnieje zatem pilna potrzeba wypracowania odpowiedniej strategii dalszej ich eksploatacji lub wymiany.

Wychodząc naprzeciw tym problemom Energo-Complex wydał książkę pt. „Transformatory w eksploatacji" oraz szereg publikacji, które spotkały się z nadspodziewanie dużym zainteresowaniem wśród inżynierów eksploatatorów i środowiska akademickiego. Oprócz wielu wyrazów życzliwości, otrzymaliśmy również sugestie dotyczące za-gadnień, których omówienie byłoby bardzo przydatne w bieżącej eksploatacji transformatorów. Dlatego zdecydowaliśmy zainicjować systematyczne wydawanie podręczników szczegółowo prezentujących aktualną problematykę eksploatacji transformatorów. Naszym zamiarem jest powierzenie opracowania kolejnych tematów uznanym polskim i zagranicznym specjalistom, którzy zapewnią publikacjom odpowiednio wysoki poziom merytoryczny. W ten sposób nawiązujemy do misji naszej firmy zawierającej się w haśle „Transformatory, kompleksowe rozwiązania".

Niniejszym tomem inaugurujemy serię wydawniczą pt. „Eksploatacja transformatorów energetycznych". Omówiono w nim niezwykle aktualną problematykę sporządzania Specyfikacji Technicznej Transformatorów Energetycznych. Kolejne edycje dotyczyć będą gospodarki olejowej oraz podobciążeniowych przełączników zaczepów. Wierzymy w to, że cała seria dostarczy Państwu niezbędnego kom-pendium praktycznej wiedzy o współczesnych trendach w eksploatacji transformatorów.

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

ISBN 978-83-924464-1-5

Wszelkie prawa zastrzeżone © Copyright by Energo - Complex