



Jerzy Słowikowski*

O NIEKTÓRYCH MOŻLIWOŚCIACH WYKORZYSTANIA AKTUALNIE STOSOWANYCH METOD DIAGNOSTYCZNYCH W PRAKTYCE EKSPLOATACYJNEJ SIECIOWYCH TRANSFORMATORÓW MOCY

Streszczenie: Diagnostyka transformatorów została wprowadzona w polskiej energetyce ponad 40 lat temu. Do dziś dnia jednak podzielone są zdania co do skuteczności jej działania.

W referacie dokonany został przegląd aktualnie stosowanych metod diagnostycznych w aspekcie ogólnej tendencji do podnoszenia niezawodności i przedłużania trwałości transformatorów przy jednoczesnym zmniejszaniu kosztów utrzymania w ruchu.

Słowa kluczowe: transformator, diagnostyka, niezawodność

1. Rola diagnostyki w sprywatyzowanej energetyce

Wg raportu CIGRE [1] opracowanego na podstawie danych pochodzących z wielu krajów, awaryjność transformatorów o górnym napięciu znamionowym ≤ 300 kV, wynosi $1 \div 2\%$ rocznie.

W USA [2], średni wiek eksploatowanych jednostek przekroczył 30 lat tj. zakładany przez producentów okres eksploatacji ($25 \div 30$ lat), mimo to jednak roczna awaryjność transformatorów utrzymuje się praktycznie na ustabilizowanym poziomie $1,8 \div 2\%$. Podobna sytuacja występuje w wielu krajach europejskich, w tym również w Polsce.

Nawiązując do ogólnie znanej krzywej „wannowej” prawdopodobieństwa wystąpienia awarii w funkcji czasu, można stwierdzić, że jak dotąd, procesy starzeniowe nie

* Konsultant w Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki

rzutują w sposób istotny na uszkodzalność transformatorów znajdujących się w eksploatacji. Wskazuje na to kwasi ustabilizowana ich awaryjność.

W systemach przesyłu i rozdziału energii elektrycznej transformatory, z pośród wszystkich urządzeń, zajmują najbardziej kosztowną pozycję w kapitale inwestycyjnym (ok. 20%). Przedłużenie okresu ich eksploatacji przynosi zatem szczególnie duże oszczędności.

Korzyści, jakie w latach 60-tych przyniosło wprowadzenie zimnowalcowanych blach magnetycznych do budowy rdzeni, owocuje do dzisiaj. W rezultacie, mimo znacznego postępu w konstrukcji i technologii transformatorów, a także jakości materiałów, którego skutkiem jest m.in. zmniejszenie strat dodatkowych, zwiększenie wytrzymałości zwarciowej i podwyższenie trwałości, nie stwierdza się u użytkowników wyraźnej tendencji do wymiany starych jednostek na nowe. Wręcz przeciwnie [2], istnieje wiele przesłanek wskazujących na to, że trwałość aktualnie pracujących transformatorów można określić na 40 do 50 lat; a w przypadkach wątpliwych — opłacalny jest remont. Znamienne jest przy tym, że pogląd ten nie uwzględnia podziału na transformatory pracujące w systemie otwartym (tj z konserwatorami pozostającymi w kontakcie z atmosferą) i w systemie zamkniętym (hermetyzowanych). Przypomnijmy, że w Polsce, w latach sześćdziesiątych, zapoczątkowano produkcję hermetyzowanych transformatorów rozdzielczych małej mocy na średnie napięcie bez konserwatorów (Mikołowska Fabryka Transformatorów¹). Transformatory te badane po 15 latach eksploatacji, zgodnie z przewidywaniami ich konstruktorów, popartymi badaniami laboratoryjnymi [3], praktycznie nie wykazały symptomów starzenia. U losowo pobranych transformatorów z sieci nie stwierdzono ponadto obniżenia wytrzymałości elektrycznej (przy napięciu przemiennym i udarowym). Analiza próbki losowo wybranych transformatorów uszkodzonych wykazała, iż przyczyną ich awarii nie był stan zesterzenia izolacji². Badania te potwierdziły m.in. wynik prób modelowych [4], że w układzie zamkniętym (bez dostępu powietrza) trwałość oleju jest wyższa od trwałości izolacji papierowej.

Praktycznym wynikiem w/w badań był wniosek o „zaniechanie okresowych badań eksploatacyjnych transformatorów hermetyzowanych...”³. Wniosek taki jest zasadny w stosunku do transformatorów o stosunkowo małych mocach i gabarytach, a tym samym — łatwych do szybkiej wymiany.

W energetyce światowej, w stosunku do transformatorów sieciowych o górnym napięciu znamionowym ≥ 110 kV, stosuje się powszechnie diagnostykę. Tym bardziej jest ona stosowana względem transformatorów blokowych, które podobnie jak transformatory sieciowe o bardzo dużych mocach pracujące w newralgicznych węzłach systemu przesyłowego, są traktowane w sposób specjalny jako jednostki o znaczeniu „strategicznym” [5, 6].

¹ We współpracy z Zakładem Wysokich Napięć IEL.

² We wszystkich zbadanych przypadkach za przyczynę uszkodzenia uznano nadmierne przeciążenia, przed którymi omawiane transformatory nie były dostatecznie zabezpieczone.

³ Zastosowanie blachy falistej na kadzie umożliwiło rozszerzenie sposobu opisanego typu hermetyzacji (bez udziału konserwatora) na transformatory rozdzielcze o znacznie większej mocy, produkowane aktualnie przez większość fabryk transformatorów w Polsce.

Potrzeba stosowania diagnostyki znacznie wzrosła w następstwie reformy jaką objęta została energetyka światowa. Celem tej reformy, polegającej na prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych, a w ślad za nią — wywołaniu konkurencyjności, jest jak wiadomo wdrożenie naturalnych bodźców istniejących w gospodarce wolnorynkowej do stymulowania postępu w wytwarzaniu, przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej. W obecnym stanie wdrażania reformy w krajach należących do grupy najbogatszych, jak np. USA i UK, następuje znaczne ograniczenie wydatków na inwestycje oraz podjęcie intensywnych działań zmierzających do ograniczenia wydatków na utrzymanie ruchu. Ze względu na zaawansowany wiek urządzeń elektroenergetycznych w pełni dostrzegany jest spowodowany tym wzrost niepewności ich użytkowania, a zwłaszcza możliwość wzrostu awaryjności wywołanego procesami starzeniowymi. W związku z tym podejmowane są prace nad doбором metod kontroli i ustaleniem kryteriów postępowania, które z jednej strony zapewniłyby wymaganą prawem energetycznym niezawodność i jakość dostarczanej energii, a z drugiej strony — jak najdłuższe użytkowanie urządzeń. W programach tych prac (m.in. USA [2]) występuje wyraźna tendencja do wykorzystania różnego rodzaju czujników działających „on line”, przetwarzania informacji uzyskiwanych ze wskazań tych czujników z użyciem sieci neuronowych prowadzącego do wniosków decyzyjnych wykorzystywanych następnie przez sztuczną inteligencję zawiadującą gospodarką energetyczną. Realizacja tak sformułowanego celu tych prac ma jednak bliżej nie określony horyzont czasowy. Zaś na każdym etapie wyścigu do tego celu realizowane być muszą działania na rzecz zapewnienia konkurencyjności sprywatyzowanego przedsiębiorstwa energetycznego z czym wiąże się, w warunkach ruchowych, konieczność podejmowania decyzji przez personel nadzoru o znacznie większej niż poprzednio odpowiedzialności z punktu widzenia skutków ekonomicznych.

Dzięki organizowaniu wielu konferencji krajowych, a także dzięki współuczestniczeniu we współpracy międzynarodowej, w tym w szczególności w grupach roboczych Międzynarodowej Konferencji Wielkich Sieci Elektrycznych (CIGRE), literatura przedmiotu diagnostyki transformatorowej w Polsce jest liczna i zawiera wiele konkretnych wniosków. Zaś niektóre laboratoria specjalistyczne dysponują dostatecznie dużą liczbą danych do posługiwania się metodami statystycznymi w precyzowaniu kryteriów oceny wyników badań diagnostycznych (np. [7, 8]).

Istnieje, jak wiadomo, wiele czynników występujących w czasie eksploatacji, które mogą stanowić przyczynę wzrostu prawdopodobieństwa uszkodzenia transformatora. Do czynników tych należą nie tylko narażenia losowe wywołane zakłóceniami w sieciach, ale również stałe narażenia występujące w czasie normalnej pracy transformatora. Wynikiem działania tych czynników jest pogarszanie się właściwości transformatora, na które składa się szereg procesów degradacji.

Zadaniem stawianym diagnostyce jest identyfikacja procesu degradacji (in.defektu) i na tej podstawie - ocena zagrożenia dla dalszej pracy transformatora. Przez identyfikację należy rozumieć określenie rodzaju degradacji, jej przyczyny, miejsca i rozległości występowania oraz szybkości rozwoju. Przy obecnie stosowanych metodach rutynowych, w większości przypadków, pełna identyfikacja nie jest możliwa; w szczególności dotyczy to lokalizacji degradacji. Większe przybliżenie w tym względzie można osiągnąć rozszerzając zakres stosowanych metod pomiarowych co jednak

znacznie zwiększa koszty badania i to tym bardziej, że niektóre z nich wymagają wyłączenia transformatora z ruchu niekiedy na okres kilkudziesięciu godzin. Wzrost kosztów w naturalny sposób skłania właściciela transformatora do zmniejszenia częstości badań co z kolei zmniejsza skuteczność badań jako środka zapobiegającego awarii. Trafny wydaje się zatem pogląd [2], ażeby odpowiednio dobrany zakres badań stosować w okolicznościach kiedy zachodzi po temu rzeczywista potrzeba, a więc nie w drodze badań okresowych. Potrzeba taka może być zasygnalizowana przez rejestrator zdarzeń (wystąpienie narażeń wywołanych zakłóceniami sieciowymi, w tym — w przypadkach zadziałania zabezpieczeń), lub w drodze wyników pomiarów wykonywanych w systemie „on line” sygnalizujących istotne zmiany w zachowaniu się transformatora.

Niniejszy artykuł ma na celu zwrócenie uwagi na coraz większą rolę systemu ekspertskiego zarówno w doborze metod diagnostycznych jak też identyfikacji procesu degradacji i ocenie skutków tego procesu.

Potrzeba identyfikacji procesów degradacji, a więc również korzystania z odpowiednich metod diagnostycznych zachodzi również w przypadku podejmowania decyzji o przekazaniu transformatora do remontu na co zwrócili uwagę autorzy publikacji [8].

Przez system ekspertski rozumie się na ogół komputerowe wspomaganie diagnozy dzięki posługiwaniu się odpowiednią bazą danych. W tym przypadku, nie negując udziału komputera, autor uogólnia ten termin na określenie sposobu postępowania przy formułowaniu diagnozy niezależnie od formy korzystania z bazy danych.

Skutkiem stosowania systemu ekspertskiego jest odformalizowanie przepisów postępowania i biorąc to pod uwagę wydaje się, że diagnostyka transformatorów może już, przynajmniej częściowo, z takiego systemu korzystać. Na zasadność wdrażania systemu ekspertskiego wskazał już T. Praehauser w 1991 r. [9].

2. Uwagi dotyczące metodologii badań diagnostycznych

Jak wiadomo inteligentne systemy detekcji „on line” gazów rozpuszczonych w oleju są już wykorzystywane w monitorowaniu niektórych jednostek szczególnie odpowiedzialnych [10]. Systemy te jak dotąd są jednak na tyle kosztowne, że poszukuje się procedur znacznie tańszych. W wyniku dyskusji na posiedzeniach grup roboczych CIGRE zaczyna przeważać pogląd o zasadności stosowania czujnika „on line” opartego o pomiar stężenia i szybkości przyrostu stężenia określonego gazu rozpuszczonego w oleju, tzw. gazu kluczowego (key gaz). Do pomiaru szybkości przyrostu stężenia przywiązywane jest coraz większe znaczenie ze względu na określenie tą drogą czy zaobserwowany defekt ma charakter przejściowy czy też grozi dalszym rozwojem szczególnie niebezpiecznym jeśli rozwój ten ma charakter wykładniczy. Przykłady wskazują, że w pewnych przypadkach rozwój jest na tyle szybki, że tylko kontrola „on line” jest w stanie zapobiec awarii [10]. Dyskusyjny jest jednak nadal wybór gazu, a raczej gazów — kluczowych. Tak np. stwierdzono, że wszystkim poważniejszym defektom zarówno cieplnym jak i elektrycznym, towarzyszy wydzielanie wodoru (H_2) [11]. W zależności od rodzaju defektu, udział H_2 w łącznej ilości wydzielanych gazach jest bardzo różny. Gaz ten ponadto jest bardzo mało rozpuszczalny w oleju

i łatwo przenikający przez nieszczelności. Skutkiem tego bywa, że w transformatorach niehermetyzowanych występuje on w ilościach śladowych mimo obecności ewidentnego defektu sygnalizowanego obecnością innych gazów. Ostatnio stwierdzono [11], że gaz ten może się wytwarzać również w procesach degradacji niezagrażających bezpośrednio awariom transformatora.

Jak słusznie zauważyli autorzy publikacji [7], standardy IEC ustalane są na zasadzie kompromisu członków tej organizacji. Wymiana informacji na forum Grupy Roboczej 15-01 CIGRE wykazała natomiast duże zróżnicowanie w doborze kryteriów oceny wyników badań diagnostycznych pomiędzy różnymi laboratoriami. Tym nie mniej metodologia postępowania jest zbliżona i podobna do proponowanej przez autorów [7, 8]. Polega ona na ustaleniu poziomu stężeń gazów, a także przyrostu tych stężeń, wskazujących na poprawną pracę transformatora oraz na ustaleniu kryteriów zwracających uwagę na konieczność częstszej kontroli. Istotną rolę odgrywa przy tym rodzaj występującego defektu, w którego określeniu pomocny jest system kodowy, porównujący stosunki wybranych gazów. Dużą wagę przywiązuje się przy tym do sumarycznego stężenia gazów palnych.

Mimo podobnej metodologii, poszczególne laboratoria specjalistyczne posługują się różnym spektrum badanych gazów oraz różnymi systemami kodowymi. Tworzy to swoisty bank danych; wiele laboratoriów⁴ szuka potwierdzenia stawianej diagnozy posługując się dodatkowo kryteriami używanymi w innych laboratoriach. Zwraca przy tym uwagę ostrożność wnioskowania jeśli chodzi o konieczność odstawienia transformatora z eksploatacji. Decyzja taka zapada na ogół fakultatywnie (a więc w systemie eksperckim), biorąc przy tym pod uwagę wyniki rozszerzonego zakresu badań.

Jeśli chodzi o ocenę stopnia zaawansowania zestarzenia izolacji papierowej, to coraz większe uznanie zyskuje metoda badania związków furanu [13, 14].

Ważnym wskaźnikiem stanu izolacji jest zawartość wody. Wyróżnić tu można 2 podejścia jeśli chodzi o kryteria. Jednym z nich jest eliminacja niebezpieczeństwa wystąpienia wody w fazie koloidalnej (zawiesiny) na skutek obniżenia temperatury otoczenia i spadku obciążenia. W fazie tej bowiem jak wiadomo może wystąpić znaczny spadek wytrzymałości elektrycznej [15]. Drugim — ustalenie dopuszczalnego poziomu ze względu na rolę wilgoci jako czynnika przyspieszającego proces starzenia izolacji papierowej. Stosowanie tego drugiego kryterium jest zasadne w przypadku transformatorów hermetyzowanych ponieważ tylko w tych jednostkach jest możliwe, wychodząc ze stanu równowagi, określenie stopnia zawilgocenia izolacji papierowej na podstawie pomiaru zawartości wody rozpuszczonej w oleju (w danej temperaturze). W transformatorach niehermetyzowanych, ze względu na kontakt z atmosferą, określenie stopnia zawilgocenia izolacji papierowej na wyżej opisanej zasadzie może prowadzić do dużych błędów [15]. Z tego względu śledzenie stopnia zawilgocenia metodą pomiaru wskaźników izolacji R_{60} , R_{60}/R_{15} , $\text{tg } \delta$ itp. staje się bardziej zasadne, jakkolwiek autor zgadza się z opinią wyrażoną w publikacji [7], o malejącej roli pomiarów tych wielkości w diagnostyce transformatorów i w tej samej kategorii traktuje również metody oparte o pomiar napięcia powrotnego.

⁴ Laboratorium w Zakładzie Wysokich Napięć IEL.

W Polsce, jak wiadomo, przeważająca większość transformatorów sieciowych na napięcie 110 kV nie jest hermetyzowana. Trzeba zatem brać pod uwagę wpływ dy-latacyjnych ruchów oleju, które, jak wykazuje praktyka, mogą być powodem zmian stężenia gazów wskutek ich dyfuzji do atmosfery. Transformatory te cechuje ponadto duża zawartość powietrza. Specyfiką tych transformatorów jest ponadto obecność klatki wybierakowej przełącznika zaczepów w kadzi transformatora, a w starszych roz-wiązaniach — wspólny konserwator przełącznika mocy i kadzi transformatora. Stąd jednym z pierwszych kroków w stawianiu diagnozy jest ustalenie wpływu ewentual-nego defektu klatki wybierakowej, a także efektu dyfuzji gazów przez nieszczelności między przełącznikiem mocy i kadzią transformatora.

Mimo dążenia do ujednoczenia kryteriów należy sądzić, że w energetykach róż-nych krajów zachowane zostaną indywidualne sposoby interpretacji wyników badań diagnostycznych. Ważne jest bowiem tworzenie własnej bazy danych odnoszącej się do określonej populacji transformatorów. Dotyczy to również sytuacji w polskiej energetyce.

Zagrożeniem dla transformatorów o długim okresie eksploatacji jest rozluźnianie się uzwojeń wskutek niesprężystych odkształceń elementów izolacyjnych. Wykrywal-ność tego zagrożenia następuje dopiero po odkształceniu uzwojenia [16] Należy zatem wziąć pod uwagę, że na istnienie takiego zagrożenia mogą wskazać również obserwacje dokonywane podczas remontów uszkodzonych transformatorów, odniesione do typu i „historii” poszczególnych jednostek.

3. Wnioski

- Poza wykorzystywaniem ustaleń IEC zasadne jest stosowanie w energetyce kra-jowej własnych kryteriów oceny wyników analizy gazów rozpuszczonych w oleju.
- Na tle doświadczeń eksploatacyjnych, w tym — zgromadzonych wyników analiz gazów rozpuszczonych w oleju celowe jest podjęcie próby zastosowania możliwie taniego systemu „on-line” opartego na pomiarze stężenia i szybkości przyrostu stężenia wybranego gazu lub gazów kluczowych, jako sygnału o konieczności wy-konania badań w systemie „off line”.
- Diagnostyka może okazać się bardzo użytecznym narzędziem przy określaniu za-kresu zabiegów zmierzających do przedłużenia okresu życia określonego transfor-matora.
- W przypadku remontu transformatora powinno się brać pod uwagę celowość jego hermetyzacji.

Literatura

- [1] CIGRE WG 12-05: *An international survey on failures in large power transformers*, Electra Nr. 88, 1983, s. 21–48
- [2] **Fitz-Patrick G. J., Olthoff J. K., Powell R. M.**: *Measurement Support for the U.S. Electric-Power Industry in the Era of Deregulation*, Raport NIST-IP, 1997

- [3] **Kulikowski J., Witczak S., Słowikowska H., Słowikowski J.:** *Zachowanie się hermetyzowanych transformatorów rozdzielczych w eksploatacji*, Biuletyn Instytutu Energetyki nr. 5, 1988, Łódź
- [4] **Słowikowska H., Słowikowski J.:** *Changes of chemical reactions and their influence on the evaluation of thermal endurance of paper-oil insulation systems*, III Intn. Conf. on Insulation Problems in Transformers, Łódź, 1987
- [5] **Dymowski J., Kaźmierski M., Sobocki R.:** *System monitoringu i diagnostyki transformatorów energetycznych dużej mocy pracujących w krajowym systemie energetycznym*, Konferencja „Transformator’95”, Kołobrzeg
- [6] **Kaźmierski M., Kersz J.:** *Instalacja pilotowa systemu monitoringu transformatorów energetycznych w eksploatacji*, Konferencja „Transformator’97”, Kołobrzeg
- [7] **Rozewicz Z., Olech W.:** *Doświadczenia krajowe w dziedzinie diagnostyki technicznej układu izolacyjnego dużych transformatorów w eksploatacji*, VI Symp. EUI’97, Zakopane, 1997
- [8] **Kaźmierski M., Olech W., Sobocki R.:** *Analiza statystyczna wyników DGA w transformatorach sieciowych*, Międzynarodowa Konferencja „Transformator’99”, Kołobrzeg
- [9] **Praehauser T.:** *Reliability Surveillance a Maintenance of High Voltage Insulation in Power Systems*, CIGRE Symp. 1991 Montreal, (Kanada)
- [10] **Gibeault J. G.:** *Detection a. Monitoring of Failure Conditions in Power Transformers, Shunt Reactors a. Current Transformers*, Condition Monitoring in High Voltage Substations Conference. Dorking, Anglia, 1996
- [11] **Galand J., Thibault M., Słowikowska H.:** *Zastosowanie chromatografii gazowej w badaniach diagnostycznych izolacji urządzeń elektrycznych*, Przegl. El., nr. 11, 1979
- [12] **Oommen T. V., Ronnau R. A., Girgis R. S.:** *New Mechanism of Moderate Hydrogen Gas Generation in Oil-Filled Transformers*, Raport 12-200, CIGRE-Session, 1998
- [13] **Słowikowska H., Wasiukowa J.:** *Postęp w dziedzinie analitycznych metod pomiarowych stosowanych w diagnostyce papierowo-olejowych układów izolacyjnych*, Międzynarodowa Konferencja „Transformator’99”, Kołobrzeg
- [14] **Kachler A. J.:** *Wyznaczanie zestarzenia i zawartości wody w układach izolacyjnych transformatorów*, Międzynarodowa Konferencja „Transformator’99”, Kołobrzeg
- [15] **Kolbiński K., Słowikowski J.:** *Materialoznawstwo Elektrotechniczne*, WNT, Warszawa 1988
- [16] **Malewski R., Domżański T., Kaźmierski M.:** *Wykrywanie odkształceń uzwojeń transformatorów*, Międzynarodowa Konferencja „Transformator’99”, Kołobrzeg

ON SOME POSSIBILITIES OF USING DIAGNOSTIC METHODS APPLIED AT PRESENT
IN THE EXPLOITATIONAL PRAXIS TO POWER GRID TRANSFORMERS

Transformer diagnostics was introduced into Polish power engineering over 40 years ago. However, up to date opinions on its effectivity are not unanimous. The paper presents a review of presently applied diagnostic methods and criteria of evaluation of investigation results from the viewpoint of the general trend towards increased reliability of transformer operation and their extended service life as well as of the cost and effectivity of their use.