

Planowanie eksploatacji transformatorów z wykorzystaniem systemu TrafoGrade

Streszczenie: W artykule przedstawiono system oceny stanu technicznego transformatorów TrafoGrade, który opracowano w firmie Energo-Complex i wdrożono w praktyce. Omówiono podstawy tworzenia części technicznej oceny transformatorów, która składa się z trzech etapów ocen grupowych oraz etapu końcowej oceny transformatora. Przedstawiono zasady określania znaczenia transformatorów w sieci elektroenergetycznej. Podano przykłady zastosowania systemu TrafoGrade w praktyce eksploatacyjnej oraz wnioski wypływające z jego użycia dla określonej populacji transformatorów.

Słowa kluczowe: stan techniczny transformatorów, diagnostyka, system

1. WPROWADZENIE

Rynek produkcji i dystrybucji energii elektrycznej w ciągu najbliższych lat ulegać będzie dynamicznym przemianom. Podniesienie efektywności zarządzania majątkiem sieciowym, w tym transformatorów, jako istotny problem znajdzie się w głównym nurcie tych przemian. Warto zauważyć, że obecnie koszty eksploatacji stanowią ponad 80% ogólnych kosztów działania spółek dystrybucyjnych i w ich redukcji należy upatrywać główne źródło oszczędności. W zgodnej opinii Zarządów Spółek Dystrybucyjnych redukcja bezpośrednich kosztów eksploatacyjnych napotyka dwie podstawowe bariery:

- Pierwsza związana jest z pilną koniecznością modernizacji infrastruktury sieci przesyłowych i rozdzielczych. Odbywa się ona z dużymi trudnościami spowodowanymi wysokimi nakładami na wymianę przestarzałego wyposażenia oraz automatyzację eksploatacji. Często przekraczają one zdolności finansowe spółek [1,2].
- Drugą barierą, która w pewnym sensie wynika z pierwszej, jest wzrost oczekiwania odbiorców dotyczący polepszenia niezawodności zasilania oraz parametrów dostarczanej energii. W tym zakresie istotnym problemem mogą być wypłacane odbiorcom odszkodowania z tytułu utraconej produkcji. Jak wykazuje praktyka państw zachodnich, są one wielokrotnie większe niż koszty likwidacji awarii oraz utraty zysków z powodu niedostarczonej energii.

W tej sytuacji konieczny jest kompromis między nakładami inwestycyjnymi a poziomem kosztów dystrybucyjnych. Z tych powodów, w najbliższej przyszłości, w działalności spółek znaczenia nabierać będzie organizacja i zasady obsługi w połączeniu zaawansowaną kompleksową oceną stanu technicznego urządzeń sieciowych. Rzetelna analiza i optymalizacja tych elementów może stworzyć podstawę do alokacji środków finansowych na poprawę jakości i niezawodności zasilania.

Znaczącym składnikiem majątku sieciowego są transformatory energetyczne. Obecnie koszty bezpośredniej obsługi transformatorów są relatywnie niewielkie. Wprawdzie stwierdzenie to w zasadzie dotyczy transformatorów wszystkich mocy, ale w szczególności odnosi się do jednostek rozdzielczych małych mocy (do 1600 kVA). W przypadku transformatorów średnich i dużych mocy sytuacja jest nieco inna. Bowiem występuje tu bardzo istotny składnik kosztów awarii katastrofalnej, którego wartość znacznie przekracza wieloletnie nakłady eksploatacyjne. Problem ten występuje zwłaszcza w jednostkach zainstalowanych w strategicznych punktach sieci rozdzielczej. W zależności od miejsca zainstalowania oraz stanu technicznego transformatora skumulowany koszt katastrofalnej awarii może stanowić bardzo duże obciążenie dla spółki, zwłaszcza w sytuacji gdy obserwuje się coraz bardziej wnikliwą ocenę ich przyczyn przez towarzystwa ubezpieczeniowe.

W Polsce obecnie eksploatowanych jest kilka tysięcy transformatorów średnich i dużych mocy, z których podobnie jak w Niemczech i Rosji, ponad 50% pracuje dłużej niż 25 lat, a więc przekroczyło projektowany okres życia (rys.1). Powstaje więc uzasadnione pytanie o możliwość przedłużenia ich użytkowania oraz o zakres ewentualnej modernizacji czy też remontu.

Według zgodnej opinii służb eksploatacyjnych maksymalne wydłużenie użytkowania takich jednostek jest na ogół ekonomiczną koniecznością, przy czym od strony technicznej możliwe do zrealizowania. Opinia ta opiera się na dwóch przesłankach:

- a) Stosowana przed 30-tu laty technologia produkcji transformatorów spowodowała, że zgodnie z obecnym stanem wiedzy, ich konstrukcja posiada względnie duże zapasy wytrzymałości elektrycznej i mechanicznej;
- b) Z reguły transformatory sieciowe eksploatowane były w warunkach znacznego niedociążenia, co spowodowało mniejsze narażenia termiczne i mechaniczne.

Z tych powodów, mimo przekroczenia 30-tu lat służby, izolacja wielu jednostek nie jest nadmiernie zestarzona i może pracować jeszcze przez następne 10÷15 lat. Jednak, jak do tej pory, nie wypracowano jednoznacznych kryteriów, które mogłyby być podstawą przy podejmowaniu decyzji o dalszych losach starszych jednostek oraz określania przewidywanego czasu życia. Natomiast jest niewątpliwe, że ryzyko przedłużania eksploatacji oraz opłacalność ewentualnej modernizacji powinny być szacowane indywidualnie, przy czym kapitalną rolę odgrywa tu doświadczenie eksperta.

Pewną wskazówką narastania wagi problemu oraz impulsem do opracowania kompleksowej strategii zarządzania transformatorami może być wieloletnia analiza awaryjności populacji transformatorów. W przypadku, gdy wskaźnik uszkodzeń przekracza wartość 2% należy przyjąć, iż jej stan jest niezadowolający i będzie przyczyną nadmiernych strat finansowych z tytułu usuwania skutków awarii. Efekt ten zwykle zaczyna się pojawiać dla jednostek starszych niż 30 lat [1].

W procesie bilansowania nakładów rzeczowych i finansowych na awarie, remonty oraz modernizacje pomocna jest znajomość głównych przyczyn awarii przede wszystkim o katastrofalnych skutkach. Na rysunku 2 przedstawiono wykonane przez różne ośrodki analizy przyczyn awarii transformatorów [2,3,4,5]. Wynika z nich, że główną przyczyną awarii transformatorów są uszkodzenia układu izolacyjnego. W następnej kolejności można wymienić awarie przepustów oraz podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ).

2. ZASADNICZE ELEMENTY OCENY STANU TECHNICZNEGO

Pokazana na rysunku 2 analiza przyczyn uszkodzeń w jednoznaczny sposób wskazuje na konieczny zakres oceny stanu technicznego, który powinien być podstawą przy planowaniu dalszej eksploatacji transformatora. Rzetelna ekspertyza powinna dotyczyć w pierwszym rzędzie układu izolacyjnego, PPZ oraz przepustów. Należy przy tym podkreślić, że przedstawione w pracy [6] wstępne szacunki wskazują, że transformatory które mają rdzenie wykonane z blach walcowanych na gorąco (dotyczy to jednostek starszych generacji) powinny być wycofane z eksploatacji. Podstawą takiej opinii jest fakt, iż transformatory sieciowe pracują zwykle przy niskim średniorocznym obciążeniu (około 40%) i głównym składnikiem kosztotwórczym ich eksploatacji są straty biegu jałowego. A te w jednostkach zawierających blachy walcowane na gorąco są bardzo duże. Odmienna sytuacja może mieć miejsce w przypadku dużego średniorocznego obciążenia transformatora. Wtedy koszt eksploatacji generowane są przede wszystkim przez straty obciążeniowe.

2.1. Ocena układu izolacyjnego

Przydatność części czynnej transformatora wraz z układem izolacyjnym do przedłużenia eksploatacji czy też zakres koniecznego remontu lub modernizacji określają następujące zasadnicze czynniki:

- a) stan obwodów elektrycznych i magnetycznych, poziom i miejsce wyładowań niezupełnych, a także lokalne punkty nadmiernego przyrostu temperatury w układzie izolacyjnym,
- b) stan konstrukcji oraz odkształcenia uzwojeń,
- c) średni stopień zawilgocenia oraz zestarzenia celulozy.

Ad a)

Stan obwodów elektrycznych i magnetycznych można w zasadzie określić na podstawie standardowych prób okresowych oraz analizy gazów rozpuszczonych w oleju, przy czym ta ostatnia jest badaniem najważniejszym. Z analizy można określić ilość t.zw. „gazów kluczowych” które są podstawą oceny występowania niepożądanych procesów fizykochemicznych w izolacji oraz stopnia

zestarzenia celulozy. Czynnością o kapitalnym znaczeniu dla jakości diagnozy stanu izolacji jest metodologia wyznaczania ilości gazów, w tym sposób pobierania próbek. Przy niewłaściwym poborze oleju do badań lotne gazy mogą odparować z naczynia lub też mogą być poddane działaniu promieniowania słonecznego lub innych zanieczyszczeń. Wówczas jakościowa ocena procesów fizykochemicznych w izolacji będzie znacząco odbiegać od stanu faktycznego. Dlatego takie laboratoria jak np. Nynas IOM lub The National Grid Company zalecają stosowanie specjalnych hermetycznych strzykawkę wraz z zestawem odpowiednich pojemników (rys.3).

Z doświadczeń firmy Energo-Complex wynika, że w zależności od sposobu konfekcjonowania próbek oleju, analiza może wykazać nawet 30-procentową różnicę zawartości gazów, co w znaczący sposób zmienia diagnozę stanu izolacji.

Ad b)

W jednostkach starych często występującym problemem jest poluzowanie mocowania konstrukcji części czynnej transformatora oraz odkształcenie i przesunięcie uzwojeń. Są one skutkiem działania sił dynamicznych powstających podczas zwarć i przepięć w sytuacji, gdy właściwości mechaniczne celulozy są znacząco mniejsze od nominalnych. Przesunięcie lub odkształcenie zwojów nie zawsze prowadzi do natychmiastowego uszkodzenia izolacji ale znacznie zwiększa ryzyko awarii katastrofalnej przy kolejnych zdarzeniach tego typu. Zatem identyfikacja takich odkształceń pozwala uniknąć takich awarii, a także urealnia szacunek kosztów remontu. Należy podkreślić, że remont uzwojeń należy do najdroższych składników procesu rewitalizacji transformatorów.

Do diagnozowania odkształceń uzwojeń używa metody FRA, w której, na obecnym etapie rozwoju, ocena deformacji odbywa się zasadniczo poprzez porównanie zarejestrowanych charakterystyk do przebiegów wzorcowych. Wymaga to szczegółowej znajomości metodyki wyznaczania charakterystyk FRA, a w tym:

- rodzaju i typu miernika, którym wyznaczono przebiegi odniesienia,
- rodzaju i sposobu podłączenia kabli pomiarowych oraz ekranów.

Konieczne jest również odpowiednie doświadczenie diagnosty, a także duża biblioteka przebiegów wzorcowych i danych porównawczych z transformatorów o identycznej konstrukcji i zbliżonym wieku. Energo-Complex jako pierwszy w Polsce zastosował tę metodę w praktyce diagnostycznej i posiada obecnie rejestracje kilku tysięcy krzywych wykonanych na kilkuset jednostkach różnych mocy i typów.

Ad c)

Tempo degradacji izolacji transformatorowej zależy m.in. od stopnia zawilgocenia wykonanych z celulozy elementów stałych izolacji. Bowiem w zawilgoconej celulozie proces depolimeryzacji zachodzi kilka, a nawet kilkanaście razy szybciej w porównaniu do suchej. Przykładowo, dla preszpanu z 3% zawartością wody jest on pięciokrotnie szybszy niż dla zawartości około 1%.

Dlatego ważną przesłanką przy podejmowaniu decyzji o przedłużeniu eksploatacji transformatorów, jest rozróżnienie jednostek pod względem kinetyki procesu i stopnia degradacji celulozy. Bowiem w przypadku intensywnego procesu starzenia należy liczyć się z szybką utratą właściwości mechanicznych przez papier, zwłaszcza przy zwiększonych obciążeniach transformatora. Z reguły przyjmuje się, że transformatory zawilgocone powyżej 2,5% są zagrożone przyspieszoną i nadmierną degradacją izolacji.

Praktycznym i skutecznym sposobem wyznaczenia stopnia polimeryzacji (degradacji) celulozy jest pomiar zawartości w oleju furanu 2-FAL. Jednak interpretacja wyniku pomiaru jest zagadnieniem złożonym i wymaga kwalifikowanego personelu. Problem ten bardziej szczegółowo omówiono w pracy [1]. Należy podkreślić, że w przypadku oszacowania stopnia polimeryzacji celulozy $DPI \leq 400$ należy liczyć się z koniecznością przezwojenia transformatora. Koszt takiej operacji sięga nawet 40% wartości nowej jednostki, co znacznie obniża efektywność remontu.

Innym niekorzystnym zjawiskiem związanym z obecnością dużej ilości wody izolacji jest możliwość wystąpienia t.zw. „efektu bąblowania”, który polega on na gwałtownym odparowaniu wody po przekroczeniu pewnej temperatury krytycznej górnej warstwy uzwojenia. W rezultacie

następuje niebezpieczny wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi, jej rozszczelnienie oraz gwałtowny przepływ gazów i oleju do konserwatora. Temperatura krytyczna, w której rozpoczyna się efekt bąblowania, zależy od stopnia zawilgocenia izolacji oraz ilości gazów rozpuszczonych w oleju izolacyjnym. Przykładowo, dla zawilgocenia rzędu 2÷3% zjawisko bąblowania występuje już przy relatywnie niskiej temperaturze punktu gorącego rzędu 125÷130 °C, przy czym w czasie zwarć (szybki przyrost temperatury) proces może rozpocząć się znacznie wcześniej [7]. W konsekwencji, w nadmiernie zawilgoconych transformatorach zachodzi konieczność obniżenia dopuszczalnej temperatury pracy, co wymaga zmniejszenia obciążenia lub zainstalowania dodatkowego układu chłodzenia. Z drugiej strony obserwuje się ostatnio ogólny wzrost obciążenia transformatorów, co zwiększa prawdopodobieństwo bąblowania jednostek starszych. Fakt ten powinien być również uwzględniony w zarządzaniu populacją transformatorów średniej i dużej mocy.

Do oceny stopnia zawilgocenia izolacji transformatorów firma Energo-Complex stosuje metodę skojarzonego pomiaru RVM-PDC (rys.4). Polega ona na równoczesnym pomiarze charakterystyk RVM oraz prądów polaryzacji i depolaryzacji, a jej zasadę dokładnie omówiono w pracy [8]. Metoda ta pozwala na dokładniejsze szacowania zawilgocenia szczególnie w często występującym przypadku zachwianej termodynamicznej równowagi stężenia wilgoci w oleju i papierze (np. transformatory pracujące z dużymi zmianami obciążenia lub bezpośrednio po suszeniu uzwojeń).

2.2. Diagnostyka przepustów

W ostatnim czasie w Polsce notuje się zwiększoną ilość awarii przepustów izolacyjnych, w szczególności na napięcie 400 kV. Niewątpliwie jest to związane z ponad 30-letnią eksploatacją większości z nich. Wykonane przez różne ośrodki statystyki podają, że przepusty są przyczyną od 20 do 40% awarii transformatorów (rys.2). Stąd wydaje się, że w Polsce w najbliższej przyszłości będzie wzrastać liczba uszkodzeń przepustów izolacyjnych, zwłaszcza z izolacją papierowo-olejową. Zwykle koszt usunięcia takiej awarii znacznie przekracza wartość przepustu. Dla przykładu można podać, że łączny koszt usunięcia szkód powstałych w wyniku eksplozji pewnego przepustu 400 kV wyniósł około 1,5 mln zł, podczas gdy jest on wart około 150 tys. zł. Najczęstszą przyczyną awarii jest cieplny mechanizm przebicia elektrycznego, jako rezultat nadmiernego wzrostu strat dielektrycznych pod wpływem temperatury oraz lokalne uszkodzenie izolacji wskutek długotrwałego działania wyładowań niezupełnych. Z bezpośrednich przyczyn można wymienić uszkodzenia głowicy i zacisków prądowych, wnikanie wilgoci do rdzenia, osadzanie się produktów rozkładu oleju na wewnętrznych ściankach dolnej osłony porcelanowej oraz jej mechaniczne uszkodzenia.

Analiza mechanizmów przebicia przepustów prowadzi do wniosku, że standardowe pomiary współczynnika $\text{tg}\delta$ przy 50 Hz są mało selektywną metodą diagnostyki stanu izolacji przepustów [9,10,11]. Co najwyżej pozwalają one identyfikować bardzo zaawansowany stan procesów starzeniowych. Praktyka eksploatacyjna potwierdza tę opinię, gdyż częste, nawet dwa razy w roku, wykonywane pomiary właściwości dielektrycznych dla $f=50$ Hz nie uprzedzają przed nadchodzącą awarią. Pewnym postępowaniem w tym względzie wydają się być dynamiczne pomiary zjawisk polaryzacyjnych w postaci np. częstotliwościowych i napięciowych charakterystyk pojemności oraz współczynnika $\text{tg}\delta$. Z przedstawionych na rysunku 5 zależności można zauważyć, że dla $f = 50$ Hz wartości $\text{tg}\delta$ wszystkich trzech przepustów są zbliżone i mieszczą się w dopuszczalnym zakresie. Jednak dla przepustu w fazie U1 obserwuje znaczący wzrost współczynnika strat dla niskich częstotliwości, który wskazuje na większy stopień zesterzenia lub zawilgocenia. Wydaje się, że możliwość porównania charakterystyk $\text{tg}\delta = f$ wykonanych w pewnym przedziale czasu (np. po roku) w znacznym stopniu poprawi jakość oceny stanu izolacji przepustów nawet w pomiarach off-line.

W przypadku przepustów impregnowanych olejem (OIP) niezbędna jest analiza właściwości próbek oleju pobranego z wnętrza izolacji. Można przy tym rozróżnić skróconą oraz pełną próbę oleju. W skład pierwszej wchodzi takie badania jak: pomiary napięcia przebicia U_p oraz współczynnika strat $\text{tg}\delta$, wyznaczenie zawartości wody oraz ciał stałych. Próba pełna dodatkowo zawiera analizę DGA

siedmiu gazów kluczowych (H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO oraz CO_2). Zastosowanie powyższych metod w znaczący sposób poprawia diagnostykę stanu izolacji przepustów, jednak jak wskazują doświadczenia eksploatacyjne często są niewystarczające. Dlatego często postulowane są pomiary termograficzne, wyładowań niezupełnych oraz współczynnika $tg\delta$ podczas pracy transformatora, najlepiej przy dużym obciążeniu [12]. W tym zakresie bardzo skutecznym rozwiązaniem jest również tymczasowe zainstalowanie systemu do diagnostyki on-line.

2.3. Diagnostyka podobciążeniowych przełączników zaczepów (PPZ)

Ocena PPZ jest w zasadzie elementem podstawowej diagnostyki stanu technicznego transformatora. Warunkiem dobrej oceny są pomiary oscylograficzne stanów przejściowych podczas czynności łączeniowych oraz dynamiczny pomiar rezystancji styków. Na ich podstawie oraz po dokładnych oględzinach można oszacować zakres ewentualnego remontu i modernizacji PPZ. Praktyka wskazuje, że największe problemy eksploatacyjne stwarza mechanizm napędu PPZ, który jest zasadniczą przyczyną awarii. Stąd zalecane jest doposażenie starszych napędów PPZ w urządzenia monitorujące jego pracę. Należy podkreślić, że kompleksowa regeneracja PPZ daje gwarancję przedłużenia pracy o dalsze 10÷15 lat, zaś szacunkowy koszt kapitalnego remontu głowicy i napędu wynosi około 5% wartości nowego transformatora.

3. SYSTEM TRAFOGRADE

Narzędziem, które w istotny sposób może wspomóc proces decyzyjny w zakresie planowania eksploatacji i remontów jest opracowany w firmie Energo-Complex system TrafoGrade.

Na pierwszą część systemu składa się metoda TrafoGrade oceny stanu technicznego transformatorów. Charakteryzuje ona w wartościach liczbowych stopień zużycia transformatora w trzech zasadniczych grupach:

- Grupa I – podstawowa diagnostyka transformatora,
- Grupa II – stan techniczny części aktywnej,
- Grupa III – zaawansowanie procesów starzeniowych.

Grupa I - Podstawowa diagnostyka transformatora

Jest to grupa ujmująca najbardziej podstawowe cechy transformatora, których zły stan techniczny w istotny sposób nie wpływa na zdolność do pracy w ruchu elektrycznym. Tylko w skrajnych przypadkach, katastrofalny stan techniczny którejkolwiek z nich stwarza konieczność odłączenia jednostki od sieci. Założono przy tym, że usunięcie usterek w tej grupie cech nie powinno stwarzać większych problemów technicznych i być relatywnie tanie. Przykładowo, można tu wymienić takie cechy jak ocena osprzętu lub PPZ.

Grupa II - Stan techniczny części aktywnej

Do grupy II należą te elementy, które spełniają istotną rolę w funkcjonowaniu transformatora. Zły stan techniczny większości z nich eliminuje transformator z ruchu elektrycznego, a przywrócenie akceptowalnego stanu technicznego wymaga na ogół znacznych nakładów finansowych i organizacyjnych. Do tej grupy można zaliczyć np. analizę DGA, której negatywny wynik wymaga odłączenia transformatora od sieci i co najmniej rewizji wewnętrznej.

Grupa III - Zaawansowanie procesów starzeniowych

Grupa III właściwości w zasadzie nie dotyczy problemów związanych z bieżącą eksploatacją transformatora lecz jest ukierunkowana na przewidywany „czas życia” oraz planowanie remontów i modernizacji. Dlatego nawet negatywna ocena któregośkolwiek parametru nie eliminuje jednostki z ruchu, wymaga natomiast odpowiedniego zaplanowania remontu. W tej grupy przyporządkowano takie cechy jak np. wiek transformatora czy też fizyko-chemiczne właściwości oleju transformatorowego.

Przyjęty w metodzie TrafoGrade podział powoduje, że omówione w rozdziale 2 zasadnicze elementy oceny stanu technicznego wpływają na punktację wszystkich grup cech przy czym brane są

po uwagę tylko te jednostki, które spełniają minimalne standardy określone w odpowiednich normach i instrukcjach eksploatacji (rys.6).

Na potrzeby metody TrafoGrade opracowano szczegółową instrukcję, która zawiera sposób definiowania i różnicowania wartości poszczególnych parametrów, a także metodykę grupowej i końcowej punktacji. Przyjęto, że w każdej z trzech grup maksymalna ocena wynosi 15 pkt., przy czym w zakresie 1÷7 pkt. stan techniczny grupy oceniany jest jako mierny, w zakresie 7÷12 pkt. jako zadowalający, natomiast dla 12÷15 pkt. jako dobry. Zgodnie z przyjętymi założeniami, negatywna ocena (0 pkt.) jakiegokolwiek parametru w grupie I oraz grupie II eliminuje jednostkę z dalszego rozpatrywania według metody TrafoGrade.

Ostateczna ocena stanu technicznego tworzona jest na podstawie ocen grupowych i zawiera się w przedziale 0÷33 punkty, przy czym w zakresie 0÷14 pkt. stan techniczny transformatora określany jest jako mierny, w zakresie 14÷24 pkt. jako zadowalający, natomiast dla 24÷33 pkt. jako dobry. Algorytm oceny stanu technicznego transformatora przedstawiono na rysunku 7.

Metoda TrafoGrade została wdrożona przez firmę Energo – Complex w jednej z polskich spółek dystrybucyjnych. Na rysunku 7 pokazano końcową ocenę TrafoGrade 20-tu transformatorów o różnej mocy i czasie eksploatacji, które wybrano z większej populacji. Wynika z niej, że stan techniczny 11-tu jednostek był dobry, a tylko dwie oceniono jako mierne.

Zastosowanie metody TrafoGrade stwarza możliwość identyfikacji najważniejszych bieżących i przyszłych problemów związanych z eksploatacją określonej populacji transformatorów. Pozwala również na realne oszczędności wynikające z ograniczenia np. szerokiego zakresu okresowych pomiarów w transformatorach o dobrym stanie technicznym. Integralnym składnikiem systemu jest analiza perspektywy eksploatacji każdej jednostki oraz zabiegów koniecznych dla wydłużenia czasu życia bądź podtrzymania pracy. Jest ona sporządzana przede wszystkim na podstawie punktacji poszczególnych cech zawartych w III grupie parametrów diagnostycznych - *Stan zaawansowania procesów starzeniowych*. Dlatego przewiduje się, że z systemem skojarzona będzie baza danych, która pozwoli na syntetyczne ujęcie głównych problemów.

Korzyści płynące ze stosowania metody można przedstawić na przykładzie analizy zestarzenia oleju oraz zawilgocenia i zestarzenia izolacji pewnej populacji transformatorów (rys.8). Wykazała ona, że w 20% jednostek jakość oleju oceniono jako mierną i w najbliższym czasie należy liczyć się z koniecznością jego wymiany bądź regeneracji. Natomiast zawilgocenie aż połowy transformatorów było wyższe od normalnego, ale tylko w kilku przypadkach (10%) stopień degradacji celulozy kwalifikował jednostki do wymiany uzwojenia. Zespół tych danych oznacza, że w perspektywie 5÷7 lat znaczą część budżetu remontowego należy przeznaczyć przede wszystkim na sukcesywne suszenie izolacji.

Drugą częścią systemu TrafoGrade jest metoda punktowej oceny znaczenia transformatora w systemie elektroenergetycznym, która dotyczy przede wszystkim transformatorów sieciowych oraz dystrybucyjnych o napięciu roboczym 110 kV i wyższym. Podobnie jak w pierwszej części systemu TrafoGrade przyjęto 3-punktową skalę charakteryzującą poszczególne składniki oceny, do których można zaliczyć takie elementy jak np. moc transformatora, rodzaj odbiorcy czy też konfiguracja stacji elektroenergetycznej. W rezultacie maksymalną notę, którą może otrzymać transformator o najwyższym strategicznym znaczeniu w sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej wynosi 16 punktów.

Na potrzeby planowania i racjonalizowania bieżącej eksploatacji oraz remontów ogólny stan techniczny poszczególnych jednostek można powiązać z ich znaczeniem w systemie elektroenergetycznym. Zabieg taki pozwala podzielić określoną populację transformatorów na trzy zasadnicze grupy eksploatacyjne (rys.9):

- transformatory o eksploatacji uproszczonej (U),
- transformatory o eksploatacji normalnej (N),
- transformatory o eksploatacji ze szczególnym nadzorem (S)

Jak łatwo zauważyć, do pierwszej grupy (U) zaliczono jednostki wyróżniające się w zasadzie dwiema cechami: są to transformatory o bardzo dobrej kondycji technicznej, bądź też ich znaczenie w

systemie elektroenergetycznym jest niewielkie. W takich przypadkach bieżący serwis mógłby ograniczyć się jedynie do okresowych oględzin połączonych z analizą DGA oleju. Z drugiej strony do grupy „specjalnej troski” włączono jednostki pełniące strategiczną rolę w systemie lub też o miernym stanie technicznym. W tym ostatnim przypadku zasady eksploatacji powinny być formułowane indywidualnie dla każdego transformatora.

Podział transformatorów na określone grupy eksploatacyjne może skutkować znacznym ograniczeniem kosztów obsługi nawet poprzez stosunkowo proste zabiegi organizacyjne. Przykładowo (rys.9), wzajemna zamiana miejsc zainstalowania transformatora T13, którego stan techniczny oceniono na 24,5 pkt., z transformatorem T19 (32 pkt.) pozwala ograniczyć zakres serwisu tego ostatniego jedynie do wykonanej okresowo analizy DGA oleju oraz bieżących oględzin.

4. PODSUMOWANIE

Prezentowany system TrafoGrade jest nowoczesnym narzędziem stosowanym w diagnostyce i zarządzaniu transformatorami. Kompleksowa ocena stanu technicznego dostarcza wiele cennych informacji przydatnych w działaniach logistycznych oraz polityce finansowej przedsiębiorstw eksploatujących transformatory średnich i dużych mocy. Istotną zaletą systemu TrafoGrade jest prosta forma prezentacji wykonanej oceny, która pozwala analizować wyniki badań zarówno przez kadrę inżynierską, jak i nie posiadającym szerokiej wiedzy technicznej służby ekonomiczne.

Wykonanie indywidualnej analizy perspektywy eksploatacji dla każdej jednostki prowadzi do obniżenia kosztów związanych z diagnostyką. Szczególnie dotyczy to transformatorów o dobrym stanie technicznym, dla których jest możliwe zmniejszenie częstotliwości i zakresu wykonywanych badań. Jednak wymagane jest przy tym stworzenie kilku odrębnych instrukcji eksploatacji (co najmniej trzech - przynajmniej jedna dla określonego przedziału oceny stanu technicznego). W konsekwencji zastosowanie metody TrafoGrade pozwala zrezygnować z powszechnie stosowanego obecnie systemu TBM eksploatacji i wdrożenie bardziej efektywnego systemu RCM, opartego o rzeczywisty stan techniczny i uzasadnione ryzyko awarii.

Metoda TrafoGrade może być wykorzystana do uogólnionej, ilościowej oceny wpływu obciążenia, czasu i sposobu eksploatacji na jakość stanu technicznego populacji transformatorów.

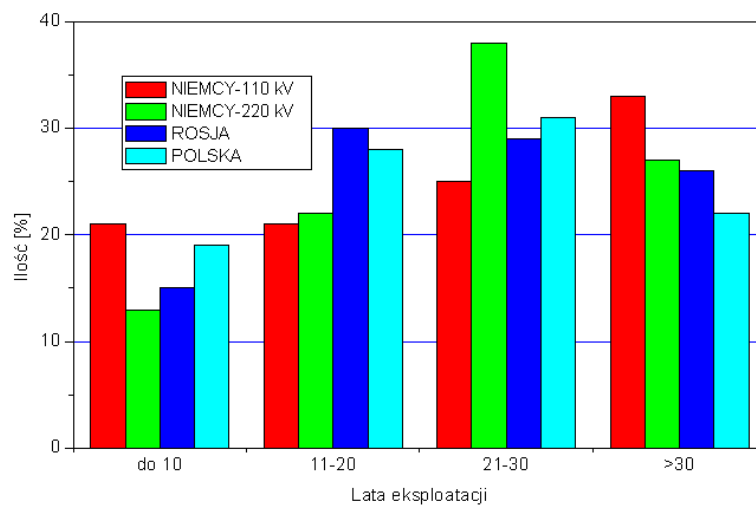
LITERATURA

- [1] „Transformatory w eksploatacji”. Praca zbiorowa pod red. J. Subocza, ISBN 978-83-924464-0-8. Energo-Complex, (2007)
- [2] „Analiza awaryjności stacji transformatorów SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych”. Raport PTPiREE, Poznań, (2001,2002)
- [3] Monastyrskij A.E.: „Ekonomiczeskije aspekty eksploatacji transformatornogo oborudowanija”, Metody i sredstva ocenki sostajanija energieticzeskogo oborudowanija, tom 27, ISBN 5-7187-0682-4, Sankt-Petersburg, (2005) , c. 7-11
- [4] Krüger M.: “Transformer diagnosis – practical experience using simple methods like winding resistance measurement, dynamic tap changer testing, ratio, leakage reactance capacitance and dissipation factor measurement”, Omicron Electronics GmbH Austria
- [5] CIGRE-WG 12-05: “An international survey on failures in large power transformers in service”, Electra No. 88 1983, s. 21-48
- [6] Malewski R., Subocz J., Szrot M., Płowucha J., Zaleski R.: „Podstawy oceny opłacalności modernizacji transformatorów”, Energetyka, 12, (2006), s.884-891
- [7] Gielniak J., Morańda H., Ossowski M., Przybyłek P., Walczak K., Mościcka-Grzesiak H., Neumann S.: „Warunki wystąpienia bubble effect w transformatorze o izolacji papierowo-olejowej”, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr VI, (2005), s. 120-122.
- [8] Subocz J., Płowucha J., Zaleski R.: „Skojarzony pomiar RVM i PDC”, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XI, (2007), s.5-9
- [9] Własow A.B.: „Diagnosticzeskaja model teplowizionnego kontrola wysokowoltnych wwodow”, Metody i sredstva ocenki sostajanija enierieticzeskogo oborudowanija, tom 27, ISBN 5-7187-0682-4, Sankt-Petersburg, (2005) , c. 41-54

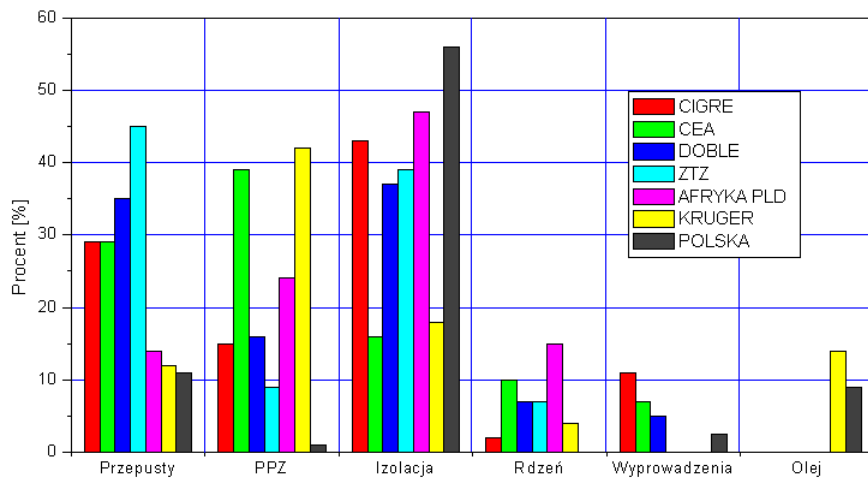
- [10] Własow A.B.: „Analiz wysokowoltnych wwodow transformatorow pri eksploatacji”, Metody i sredstwa ocenki sostajaniya enierieticzeskogo oborudowanija, tom 27, ISBN 5-7187-0682-4, Sankt-Petersburg, (2005) , c. 57-73
- [11] Subocz J.: „Zjawiska relaksacyjne w zawilgoconej izolacji papierowo-olejowej”, Przegląd Elektrotechniczny - Konferencje, rok II, nr 1, (2004), s.213-217.
- [12] Sławinskij A.Z., Ustinov W.H.: „Diagnostyka i remont wysokowoltnych wwodow”, Metody i sredstwa ocenki sostajaniya enierieticzeskogo oborudowanija, tom 30, ISBN 5-7187-0776-6, Sankt-Petersburg, (2006) , c. 222-225

Autorzy:

dr hab. inż. Jan Subocz, prof. PS, Politechnika Szczecińska, , ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, Energo-Complex, E-mail: jan.subocz@ps.pl
mgr inż. Marek Szrot , inż. Janusz Płowucha,
Energo-Complex ul. Lotników 9, 41-949 Piekary Śląskie, E-mail: energo-complex@energo-complex.pl



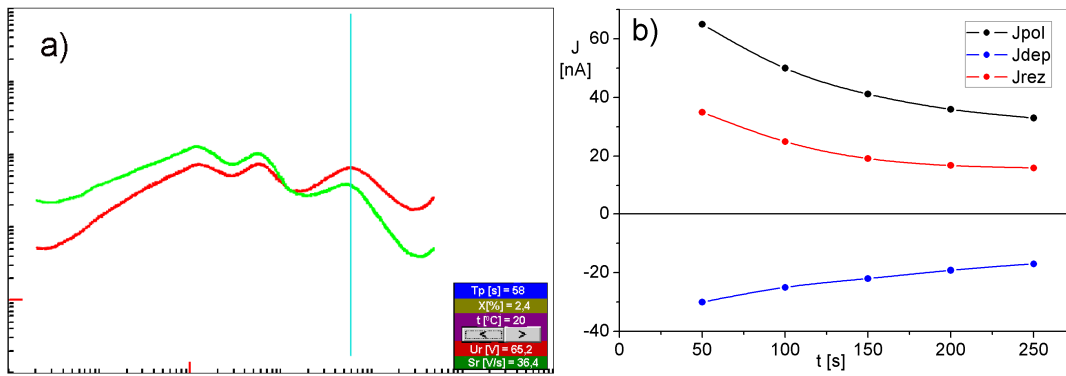
Rys.1. Analiza populacji transformatorów ze względu na czas eksploatacji [2,3,4]



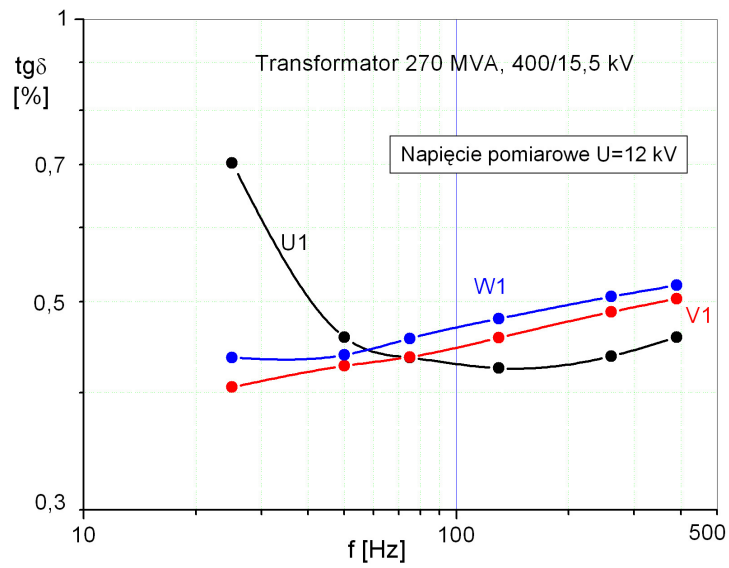
Rys.2. Główne przyczyny awarii transformatorów. Opracowano na podstawie [2,3,4,5]



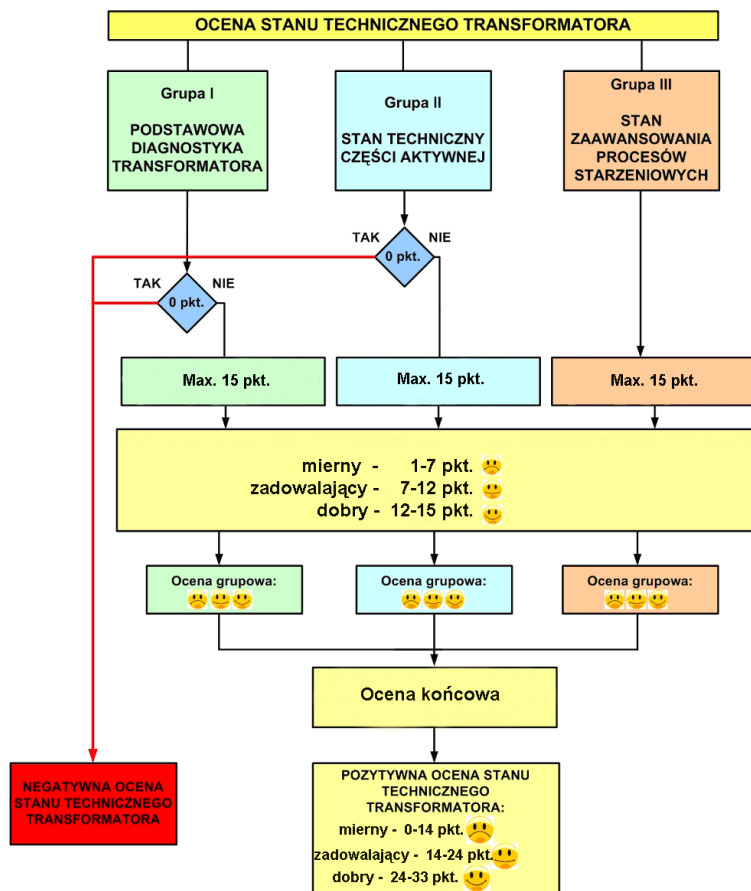
Rys.3. Zestaw Nynas do poboru próbek oleju transformatorowego



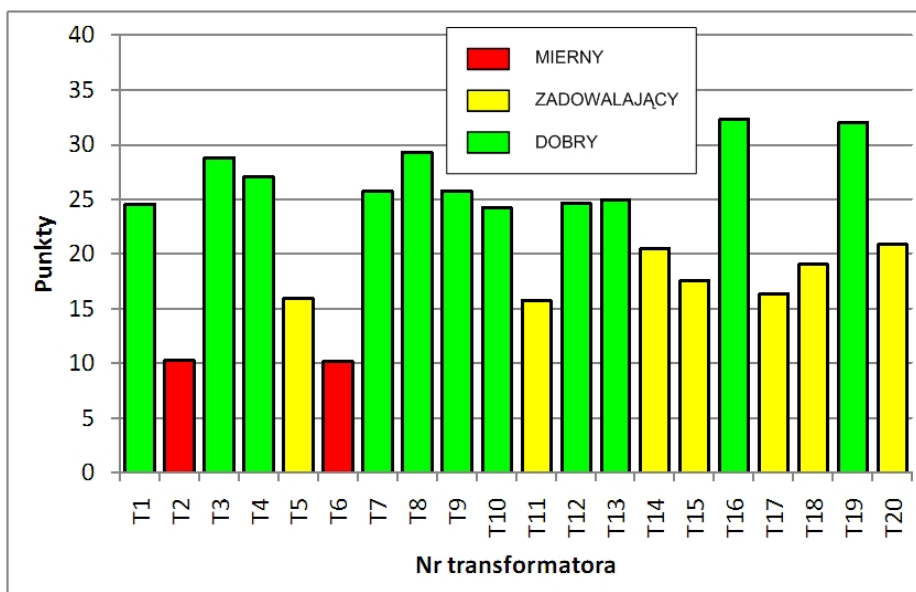
Rys.4. Wyznaczenie zawilgocenia izolacji metodą RVM+PDC w transformatorze o dużych wahanich obciążenia: analiza RVM – $X = 2,4\%$ (a), analiza PDC – $X = 2,1\%$ (b)



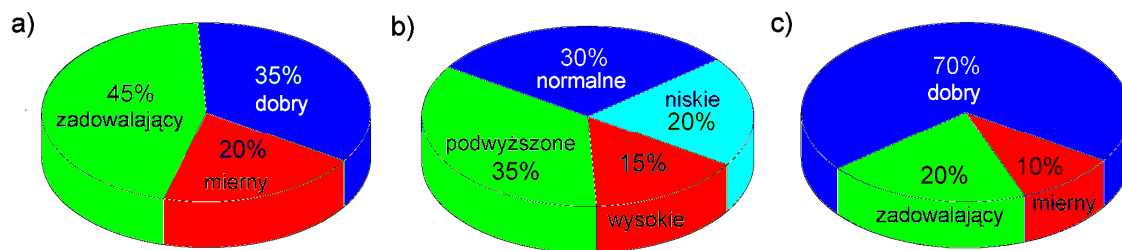
Rys. 5. Zależność współczynnika strat $\text{tg}\delta$ od częstotliwości dla trzech przepustów WN transformatora 270 MVA, 400/15 kV



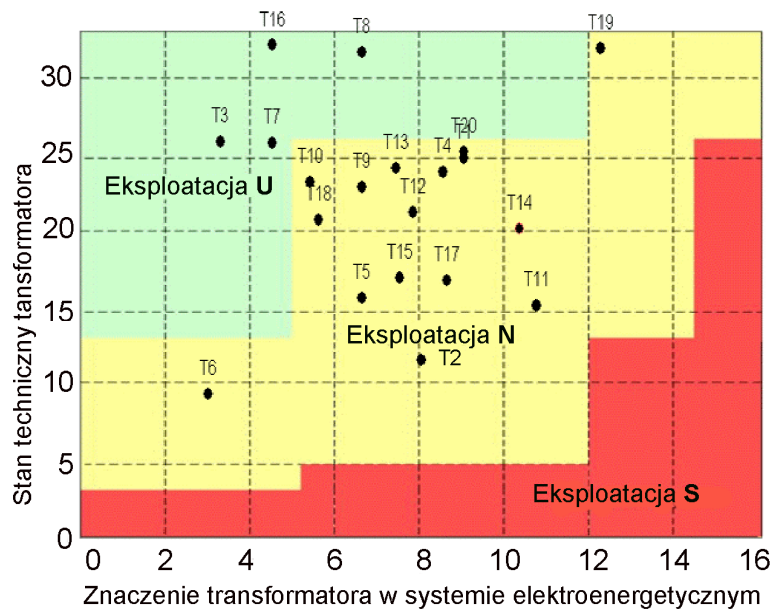
Rys. 6. Algorytm oceny stanu technicznego transformatora w systemie TrafoGrade



Rys. 7. Przykład zastosowania TafoGrade do oceny stanu technicznego 20-tu transformatorów



Rys. 8. Przykład zastosowania TafoGrade do oceny zesterzenia oleju (a), zawilgocenia oraz zesterzenia izolacji (b,c) w wybranej populacji transformatorów



Rys.9. Przykład analizy populacji transformatorów z zastosowaniem systemu TrafoGrade