



Stanisław J. Dymowski*

DIAGNOZOWANIE I MOŻLIWOŚCI POPRAWY STANU TECHNICZNEGO UKŁADÓW IZOLACYJNYCH TRANSFORMATORÓW MOCY

Streszczenie: W referacie omówiono możliwości pomiaru wybranych wskaźników stanu izolacji transformatora wraz z oceną ich praktycznej przydatności. Przedstawiono układ do monitoringu on-line zawartości wody w oleju pracujących transformatorów wraz z wynikami testów w warunkach laboratoryjnych urządzeń wchodzących w jego skład. Zaprezentowano urządzenia technologiczne do zastosowań w warunkach polowych, za pomocą których istnieje możliwość poprawy stanu układu izolacyjnego transformatorów.

Słowa kluczowe: transformator, monitoring, izolacja, diagnostyka, uzdatnianie

1. Wstęp

Układy izolacyjne transformatorów mocy wykonywane są prawie wyłącznie jako papierowo-olejowe. Cechują się one bardzo dobrymi własnościami dielektrycznymi i stosunkowo dużymi możliwościami regeneracji. Największy wpływ na pogorszenie stanu technicznego układu papierowo-olejowego ma woda. Zwiększenie jej zawartości powyżej kilkudziesięciu gramów na tonę prowadzi z reguły do tak znacznego obniżenia wytrzymałości dielektrycznej oleju, że grozi to uszkodzeniem transformatora. Dodatkowo sprzyja ona przyspieszonemu starzeniu materiałów izolacyjnych. Szkodliwy wpływ zawilgocenia oleju jest zwiększany przez obecność zanieczyszczeń stałych. Obecność dużych ilości rozpuszczonych gazów również może obniżać wytrzymałość

* Instytut Energetyki, Oddział Transformatorów, ul. Kopernika 60, 90-553 Łódź

układu co objawia się najczęściej poprzez wzrost intensywności wyładowań niezupełnych.

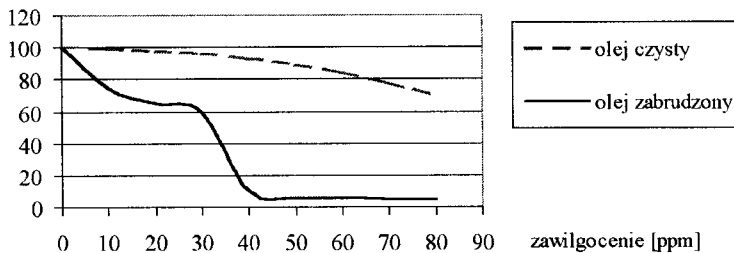
W eksploatacji przeprowadzane są pomiary diagnostyczne dwojakiego rodzaju:

1. pomiary okresowe wykonywane na odłączonym transformatorze,
2. pomiary wykonywane bez wyłączenia transformatora z ruchu.

Na odłączonym transformatorze jest możliwość przeprowadzenia szerokiego zakresu badań i dla kontroli izolacji wykonuje się między innymi pomiary; rezystancji izolacji (w tym R_{60}/R_{15}), $\text{tg } \delta$, zawartość wody w oleju, zawilgocenia izolacji celulozowej, badania fizykochemiczne oleju itp. W czasie pracy możliwości pomiarowe są znacznie ograniczone chociaż badania oleju są cały czas możliwe i na podstawie ich wyników można diagnozować stan układu izolacji pracującego transformatora.

2. Pomiary wskaźników izolacji

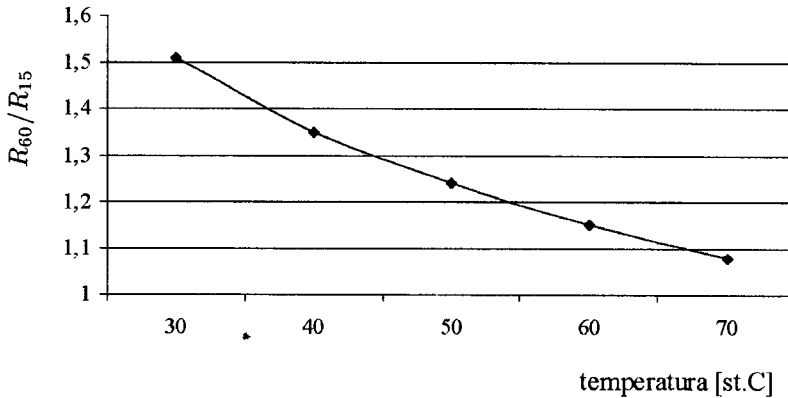
Podstawowym kryterium oceny oleju transformatorowego jest jego wytrzymałość dielektryczna. Na rysunku 1 przedstawiono przykładową zależność napięcia przebicia oleju od zawartości wody.



Rys. 1. Wpływ zawartości wody na napięcie przebicia oleju transformatorowego

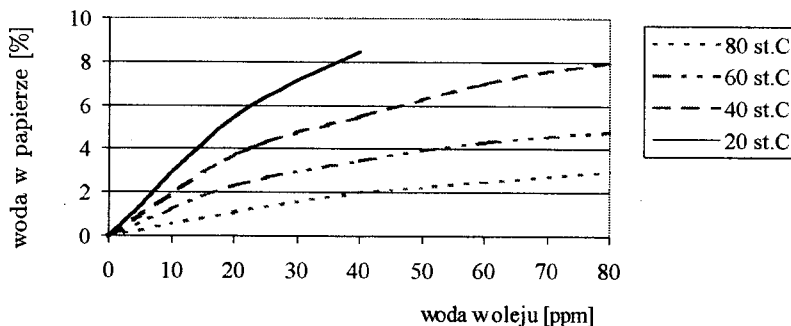
Przebieg prezentowanych charakterystyk zależy w dużej mierze od gatunku oleju a wpływ zanieczyszczeń stałych jest zależny od ich rodzaju oraz wielkości. Prawdopodobnie jest jednak wielokrotnie destrukcyjny wpływ wilgoci na właściwości izolacyjne oleju przez zanieczyszczenia stałe, a w szczególności przez szczątki celulozy [1]. Napięcie przebicia oleju i zawartość w nim wody jest jednym z podstawowych pomiarów diagnostycznych. Cząstki stałe nie są jednak kontrolowane ani w wytwórni ani w eksploatacji. Badania układu izolacyjnego nastawione są głównie na kontrolę stopnia zesterzenia materiałów celulozowych i oleju które skutkuje utratą właściwości mechanicznych papieru przy niezbyt dużym obniżeniu jego wytrzymałości dielektrycznej. Monitorowanie zawilgocenia ma jak widać z rysunku 1 podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezawaryjnej pracy transformatora. Interpretacja wyników jest jednak dość skomplikowana z powodu wpływu temperatury tak uzwojeń jak i oleju na zawartość wody w oleju oraz na mierzone wskaźniki elektryczne. Powszechnie stosowany do oceny stanu izolacji wskaźnik R_{60}/R_{15} , pozwalający ocenić zawilgocenie izolacji stałej, uznawany jest od lat za stosunkowo zawodny, ale mimo to używany z uwagi

na prostotę pomiarów. Na rysunku 2 pokazano wyniki pomiarów tego wskaźnika na mocno wyeksploatowanym transformatorze przy różnych temperaturach.



Rys. 2. Wpływ temperatury na wyniki pomiarów R_{60}/R_{15} transformatora energetycznego

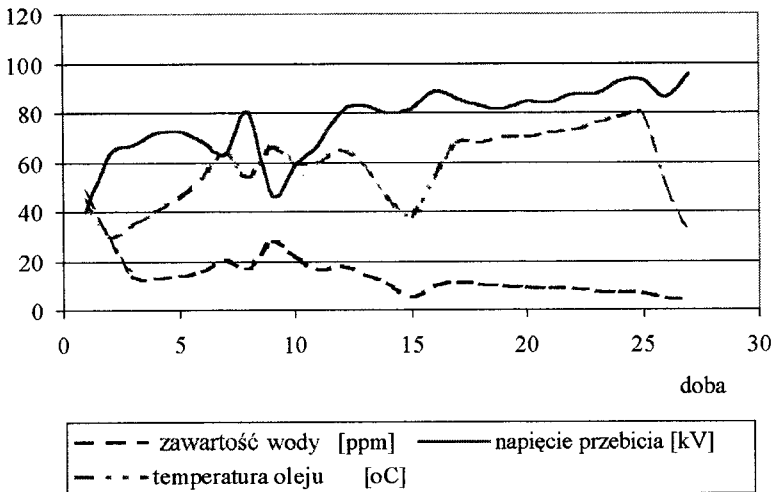
Bardzo duży wpływ temperatury na pomierzone wartości powoduje, że niezwykle istotne jest nie tylko określenie rzeczywistej temperatury obiektu, co samo w sobie jest już problemem z powodu ogromnej masy i wymiarów gabarytowych, ale również uwzględnienie stabilizacji i wyrównania się temperatur w różnych miejscach układu izolacyjnego. Z powodu praktycznej niemożliwości spełnienia tych wymagań interpretacja uzyskanych wyników pomiarów nastęrcza niekiedy wiele problemów. Uzyskiwane wielkości zawartości wody w oleju, z uwagi na powszechne stosowanie dobrej aparatury pomiarowej można uznać za raczej pewne ale należy przypomnieć, że o zawilgoceniu oleju decydować powinno zawilgocenie izolacji celulozowej i temperatura długotrwała układu izolacyjnego. Decydujący wpływ izolacji stałej wynika z relacji ilości wody w niej zawartej i rozpuszczonej w oleju. Przykładowe charakterystyki równowagi hydrodynamicznej układu olej-celuloza przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Równowagowe zawartości wody w izolacji papierowo olejowej

Z przedstawionych charakterystyk widać, że zawartość wody w pobranej próbce oleju zależy od zawilgocenia izolacji stałej i temperatury w której stan względnej

równowagi został osiągnięty. Czas osiągania równowagi jest bardzo długi (setki godzin) i z reguły w takim czasie temperatury obiektu podlegają dużym zmianom. Ocena faktycznych zagrożeń jest w tej sytuacji dość skomplikowana gdyż dla parametrów oleju izolacyjnego ważna jest względna zawartość wody a nie bezwzględne zawartości mierzone na pobranych próbkach. Problemy interpretacyjne można ominąć przez ustalenie kryteriów zaostrzonych w taki sposób, aby w danych warunkach nie było możliwe nadmierne obniżenie wytrzymałości dielektrycznej układu izolacyjnego o czym decyduje olej a nie izolacja celulozowa, której wytrzymałość mniej zależy od zawartości wody. Krytyczne jest jednak zawilgocenie materiałów celulozowych które w wyższych temperaturach oddają wodę do oleju co samo w sobie nie byłoby groźne gdyż w tych warunkach rośnie również rozpuszczalność wody w oleju. Relatywnie szybkie ochłodzenie obiektu powodować może jednak znaczne obniżenie napięcia przebicia oleju z powodu niemożliwości wchłonięcia w krótkim czasie przez izolację stałą nadmiaru wilgoci przez z oleju. Potwierdzenie tego zjawiska uzyskano w trakcie suszenia izolacji średniej mocy transformatora. Suszenie prowadzono bez wyłączania transformatora z ruchu przez ciągle obiegowe uzdatnianie oleju. Stosowne temperatury uzyskiwano przez zmiany prądu obciążenia i załączanie lub wyłączanie chłodziw wodnych. Wyniki pomiarów napięcia przebicia i zawartości wody w pobieranych co 24 godziny próbkach oleju oraz uśrednione temperatury oleju przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Zmiany napięcia przebicia oleju w czasie uzdatniania izolacji transformatora

Z przedstawionych danych widać, że każdorazowe podniesienie temperatury obiektu, w początkowej fazie procesu powodowało wzrost zawartości wody w oleju i związany z tym spadek jego napięcia przebicia. Po kilkunastu dniach zjawisko to przestało występować gdyż izolacja celulozowa została wysuszona w stopniu uniemożliwiającym dalsze przechodzenie wody z papieru do oleju.

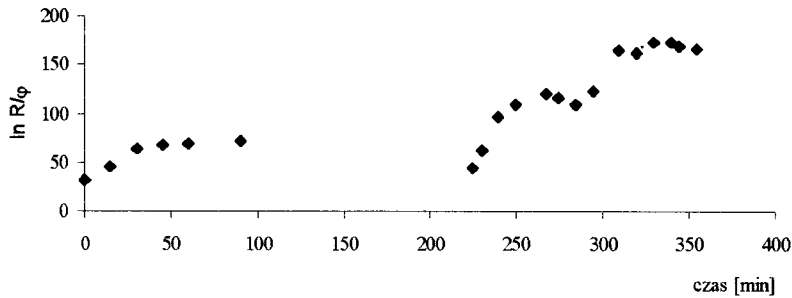
Ogólnie biorąc można stwierdzić, że badania okresowe oleju i pomiary wskaźników izolacji pozwalają na śledzenie długotrwałego starzenia materiałów izolacyjnych oraz powolnego wzrostu zawilgocenia układu izolacyjnego. Wykrywanie szybciej przebiegających stanów przedawaryjnych związanych np. z rozszczelnieniem obiektu i groźbą utraty wytrzymałości dielektrycznej nie jest możliwe. Umożliwić to mogą systemy stałego (on-line) monitorowania stanu układu izolacyjnego. Systemy takie poprzez rejestrację i archiwizację danych na przestrzeni długiego czasu ułatwiają też interpretację wyników badań i pomiarów.

3. Ciągły pomiar zawartości wody w oleju transformatorowym

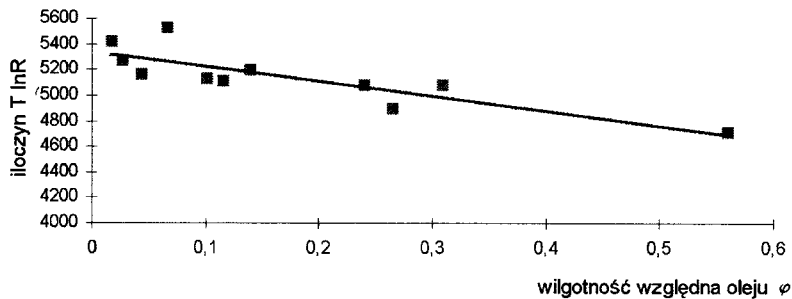
Systemy monitoringu transformatorów nie są dotychczas w Polsce stosowane choć na świecie obserwuje się szybki rozwój w tej dziedzinie. W Oddziale Transformatorów Instytutu Energetyki trwają od kilku lat prace nad opracowaniem i wdrożeniem kompleksowego systemu monitoringu pracy dużych transformatorów energetycznych. W ich zakresie było m.in. opracowanie systemu pomiaru (on-line) zawartości wody w oleju która ma największy wpływ na utrzymanie odpowiednio wysokiej wytrzymałości dielektrycznej układu izolacyjnego. W ramach wieloletniej współpracy z Politechniką Kijowską podjęto testy opracowanego tam miernika typu VARTA-M. Mierniki takie, według uzyskanych informacji, pracują w energetyce ukraińskiej i rosyjskiej w ilości kilkunastu sztuk. Zasada działania prezentowanego urządzenia sprowadza się do pomiaru rezystancji odpowiednio skonstruowanego „modelu” izolacji papierowo-olejowej, którego stosowne charakterystyki zależne od zastosowanych materiałów muszą być wcześniej wprowadzone, i przez porównanie odczytów z wzorcami uzyskuje się informację o względnej i bezwzględnej zawartości wody w oleju przepływającym przez „model”. Warunkiem koniecznym jest pomiar temperatury oleju i jej stabilizacja w odpowiednio długim okresie czasu, gdyż mierzona rezystancja zależy od zawilgocenia oleju i prawie w takim samym stopniu od jego temperatury. Całość pomiarów realizowana jest przez układ mikroprocesorowy który może współpracować z komputerem klasy PC i w związku z tym pomiar i analiza zmian temperatury nie stanowi problemu. W trakcie testów laboratoryjnych skupiono się na dokładności pomiarów i czasach stabilizacji wskazań oraz wpływem innych czynników np. szybkości przepływu oleju na badane parametry. Wybrane wyniki prowadzonych pomiarów zaprezentowano na rysunku 5 i 6.

Czas stabilizacji wskazań miernika wynosi 30 do 40 minut i nie stwierdzono wyraźnego wpływu temperatury. Zależy on jednak od mierzonej zawartości wody tak, że ze wzrostem zawilgocenia oleju maleją czasy ustalania się wielkości mierzonych. Dokładność pomiaru jest stosunkowo mała, co widać z rysunku 6, ale poprawia się ze wzrostem zawilgocenia i przy 30 do 40 ppm, które to wielkości są z reguły alarmowe, pomiary są stosunkowo pewne i powtarzalne [2].

Ogólnie biorąc laboratoryjne testy urządzenia uznano za zadowalające i istnieje szansa uruchomienia w najbliższych miesiącach instalacji pilotowej do ciągłego pomiaru wody, wchodzącej w skład większego systemu monitoringu na jednym z dużych transformatorów blokowych.



Rys. 5. Zmiany wskazań urządzenia „VARTA-M” przy zmianach temperatury; temperatura oleju $T_1 = 40, 60, 80^\circ\text{C}$; wilgotność oleju $w = 18,4\text{ ppm}$; przepływ oleju $F = 100\text{ l/h}$

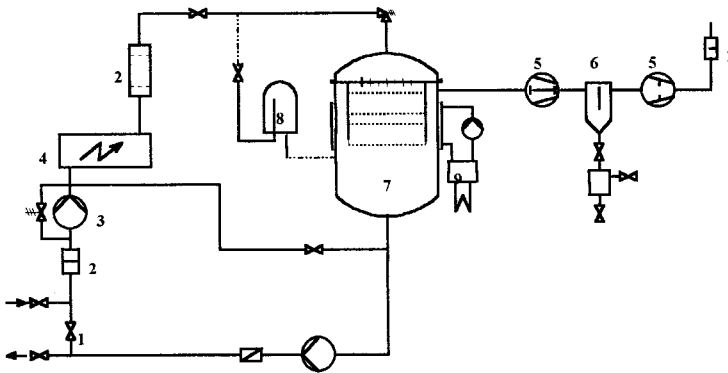


Rys. 6. Zależność wskazań urządzenia „VARTA-M” od wilgotności względnej oleju

4. Poprawianie stanu układu izolacyjnego transformatorów w eksploatacji

Poprawa stanu układu izolacyjnego związana jest najczęściej z koniecznością usunięcia wody, gazów i zanieczyszczeń stałych. Istnieje możliwość przeprowadzenia takiego zabiegu zarówno na transformatorze wyłączonym z ruchu (np. przy okazji przeglądu czy naprawy) jak i podczas jego normalnej pracy. Od wielu lat używane są do tego celu specjalne agregaty uzdatniające (produkowane przez Oddział Transformatorów Instytutu Energetyki) których zasada działania polega na odwadnianiu i odgazowaniu oleju przepływającego w cienkich warstwach przez zbiornik próżniowy. Olej jest w trakcie procesu podgrzewany i filtrowany (najczęściej filtr $5\ \mu\text{m}$). Schemat technologiczny jednego z wariantów agregatu typu UZO przedstawiono na rysunku 7.

Prezentowane agregaty oferowane w wielu wariantach różniących się głównie wydajnością (od $250\ \text{l/h}$ do $10\ 000\ \text{l/h}$) i efektywnością uzdatniania w 3 wersjach: stacjonarnej, kontenerowej i na przyczepie drogowej. Od kilku lat stosowane są do poprawiania stanu układu izolacyjnego transformatorów mocy. Prezentowane na rysunku 4 suszenie izolacji transformatora prowadzone było agregatem o wydajności maksymalnej $6000\ \text{l/h}$.



Rys. 7. Uproszczony schemat technologiczny agregatu do uzdatniania oleju typu UZO: 1 – zawory, 2 – filtry, 3 – pompy cieczerw, 4 – nagrzewnica, 5 – pompy próżniowe, 6 – skraplacz, 7 – zbiornik próżniowy, 8 – pomiar ciśnienia, 9 – chłodnica

5. Podsumowanie

Stosowane obecnie metody diagnostowania stanu układów izolacyjnych transformatorów w eksploatacji należy uznać za niewystarczające. Celowe byłoby powszechniejsze stosowanie systemów ciągłego (on-line) monitorowania parametrów oleju a przynajmniej śledzenie jego zawilgocenia które ma największy wpływ na wytrzymałość napięciową układu izolacyjnego często decydującą o awaryjności urządzenia. Okresowe uzdatnianie izolacji transformatorów, które jest zabiegiem niezbyt kosztownym i nie wymaga przerywania pracy urządzenia, nie powinno być zaniedbywane gdyż nie tylko poprawia wytrzymałość napięciową ale przez obniżenie zawartości wody i powietrza (w tym tlenu) spowalnia starzenie materiałów izolacyjnych.

Literatura

- [1] **Hasterman Z.** i in.: *Wytrzymałość elektryczna transformatorów energetycznych.* Warszawa, WNT 1983
- [2] **Kaszuba W.:** *Metodyka pomiarów zawartości i gazów w oleju transformatorowym z uwzględnieniem techniki on-line.* Łódź, Dok. Techniczna IEnOT nr 37/94 1994

DIAGNOSIS AND IMPROVEMENT POSSIBILITY OF INSULATION SYSTEM OF POWER TRANSFORMERS

Measurement possibility of selected parameters reflecting a condition of the transformer insulation system as well their practical applicability are discussed. Moreover the paper presents a system for on-line monitoring of water content in oil during transformer operation and results of laboratory tests of system components. On-side technological equipment for improvement of the insulation system of power transformers is also presented.