

Dynamika zawilgocenia izolacji transformatorów energetycznych w zależności od konstrukcji

Streszczenie. Artykuł przedstawia wyniki analizy zawilgocenia wybranych typów transformatorów. Przeanalizowano w nim wpływ wieku izolacji stałej transformatorów typu RTdxP oraz ANER na poziom jej zawilgocenia. Analizie poddano również wpływ sposobu zabezpieczania transformatorów przed wnikaniem wilgoci z powietrza na zawilgocenie izolacji stałej oraz rozstęp wyników.

Abstract. The article presents the analysis of moisture content for the selected transformer types. Authors analyze the influence of the age of solid insulation of transformer type RTdxP and ANER on its water content level. Authors also analyzed the influence of the method used for transformer protection against the moisture penetration on solid insulation moistening results. (The process of moistening of selected group of power transformers from statistical point of view).

Słowa kluczowe: FDS, zawilgocenie transformatorów, izolacja papierowo-olejowa

Keywords: FDS, moistening of the transformers, oil-paper insulation

doi:10.12915/pe.2014.10.07

Wstęp

Transformatory są kluczowymi urządzeniami systemu elektroenergetycznego i od ich stanu zależy pewność dostaw energii elektrycznej.

Zdecydowana większość transformatorów energetycznych ma izolację papierowo-olejową. Projektowany czas życia takich transformatorów wynosi, w zależności od warunków eksploatacyjnych, od 30 do 50 lat.

Izolacja papierowo-olejowa podlega naturalnej, ciągle postępującej degradacji. Jednym z objawów tego procesu jest wzrost zawilgocenia celulozy. Tempo degradowania izolacji rośnie wraz z temperaturą pracy transformatora. Woda w izolacji celulozowej ma własności katalizujące degradację tej celulozy.

Ponieważ obecność wody w izolacji celulozowej wpływa negatywnie na wiele jej właściwości (wytrzymałość elektryczna, napięcie zapłonu wyładowań niezupełnych, stopień polimeryzacji, temperatura inicjacji zjawiska bąbelkowania i inne) kluczowym zadaniem jest poznanie stopnia zawilgocenia tej izolacji. Oceny zawilgocenia izolacji stałej transformatora można dokonać metodą fizykochemiczną Karla Fischera (niestety, ponieważ wymaga ona pobrania próbek papieru, stosowana jest praktycznie tylko w przypadku transformatorów złomowanych) albo metodami pośrednimi, polaryzacyjnymi. Należą do nich: *Recovery Voltage Method* (RVM), *Frequency Domain Spectroscopy* (FDS) oraz *Polarisation Depolarisation Currents* (PDC). W Polsce największą popularność zdobyła metoda FDS, dlatego przedstawione w artykule wyniki analiz zostały uzyskane w oparciu o tę metodę.

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej ma już ponad dziesięcioletnie doświadczenia w zakresie oceny zawilgocenia transformatorów energetycznych. W tym czasie dokonaliśmy ponad 200 badań na transformatorach różnego typu. Przedstawione w artykule dane gromadzono w dwóch etapach badań. Rozgraniczenie to wynikało ze zmiany sposobu finansowania prowadzonych badań. W pierwszej fazie (lata 2003-2005) badania były finansowane ze środków międzynarodowego projektu badawczego REDIATool (*Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System*) [1]. W roku 2006 nie prowadzono pomiarów na transformatorach energetycznych – w tym czasie przeprowadzano badania odpowiedzi dielektrycznej specjalnie przygotowanych modeli [2], które umożliwiły opracowanie własnych technik analizy odpowiedzi dielektrycznej izolacji transformatorów energetycznych [3, 4].

Ponadto zespół nasz, jako koordynator projektu REDIATool, był zaangażowany w procedury rozliczeniowe tego projektu.

Od 2007 roku prowadzone badania są finansowane już wyłącznie na drodze działań komercyjnych. W tymże roku Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej zdobył grant na budowę i doposażenie mobilnego laboratorium diagnostyki transformatorów (rys.1).



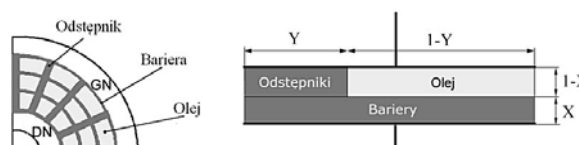
Rys.1. Mobilne laboratorium diagnostyki transformatorów

Do celów artykułu wybrane zostały wyniki badań czterech typów konstrukcji transformatorów, dla których Instytut posiada najbogatszą bazę danych. Były to transformatory RTdxP, ANER, TO3Z oraz RAT.

Układy pomiarowe

W metodzie FDS mierzy się impedancję badanej izolacji w szerokim zakresie częstotliwości (zwykle 10^{-3} - 10^3 Hz), na podstawie której oblicza się podstawowe wielkości charakteryzujące układ izolacyjny transformatora: współczynnik strat dielektrycznych $\tan\delta$ albo zespoloną przenikalność elektryczną ϵ' i ϵ'' .

Do analizy wyników pomiarów powszechnie stosowany jest uproszczony model XY geometrii układu izolacyjnego. Zakłada się w nim istnienie barier, odstępników i kanałów olejowych, których wymiary odzwierciedlają procentowy udział poszczególnych materiałów (celulozy i oleju) w konstrukcji transformatora (rys.2).



Rys.2. Sposób odzwierciedlenia geometrii układu izolacyjnego transformatora w modelu XY; DN – uzwojenie dolnego napięcia, GN – uzwojenie górnego napięcia; X, Y – procentowy udział poszczególnych materiałów w układzie izolacyjnym

Model XY stosowany w analizie odpowiedzi dielektrycznej umożliwia obliczenie przenikalności elektrycznej z uwzględnieniem następujących parametrów:

- częstotliwości napięcia pomiarowego,
- geometrii układu izolacyjnego,
- zawilgocenia izolacji,
- temperatury,
- jakości oleju.

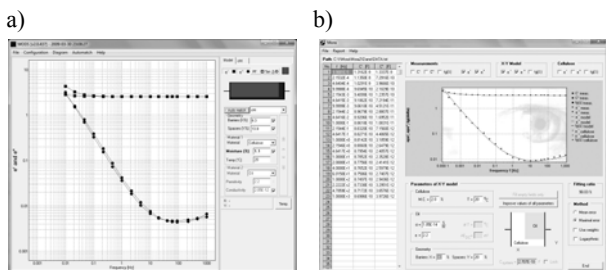
Odpowiedź tę opisuje się równaniem:

$$(1) \quad \varepsilon = \frac{Y}{\frac{1-X}{\varepsilon_1} + \frac{X}{\varepsilon_2}} + \frac{1-Y}{\frac{1-X}{\varepsilon_3} + \frac{X}{\varepsilon_2}}$$

gdzie: ε_1 – przenikalność elektryczna materiału odstępników, ε_2 – przenikalność elektryczna materiału barier, ε_3 – przenikalność elektryczna oleju.

W równaniu tym przenikalność elektryczną oleju, barier i odstępników przedstawia się w postaci zespolonej.

Wyznaczenie zawilgocenia izolacji celulozowej transformatora polega na dopasowywaniu odpowiedzi częstotliwościowej modelu XY do odpowiedzi tego transformatora. Odpowiedź częstotliwościowa modelu jest budowana na podstawie odpowiedzi próbek wzorcowych (dla różnych wartości temperatury i zawilgocenia) z uwzględnieniem jego parametrów geometrycznych i parametrów oleju. Po osiągnięciu dopasowania przyjmuje się, że poziom zawilgocenia najlepiej dobranego modelu jest tożsamy z zawilgoceniem badanego transformatora. Proces dopasowywania przeprowadza się z użyciem wspomagających aplikacji (rys.3) [5].

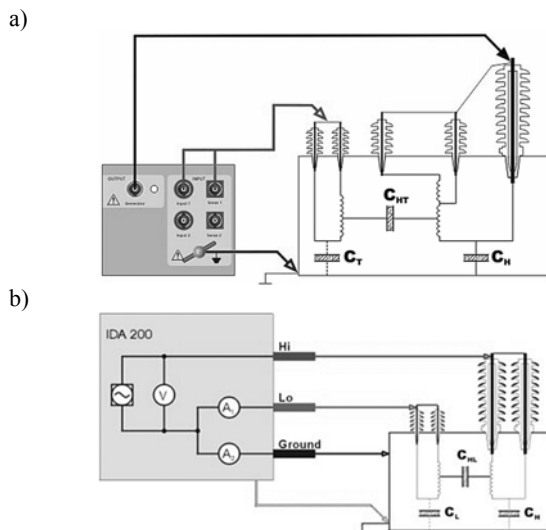


Rys.3. Okna aplikacji wspomagających proces dopasowywania krzywych modelowych odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości do odpowiedzi zmierzonej, przeprowadzany celem uzyskania informacji o zawilgoceniu obiektu; a) MODS, b) Mora [5]

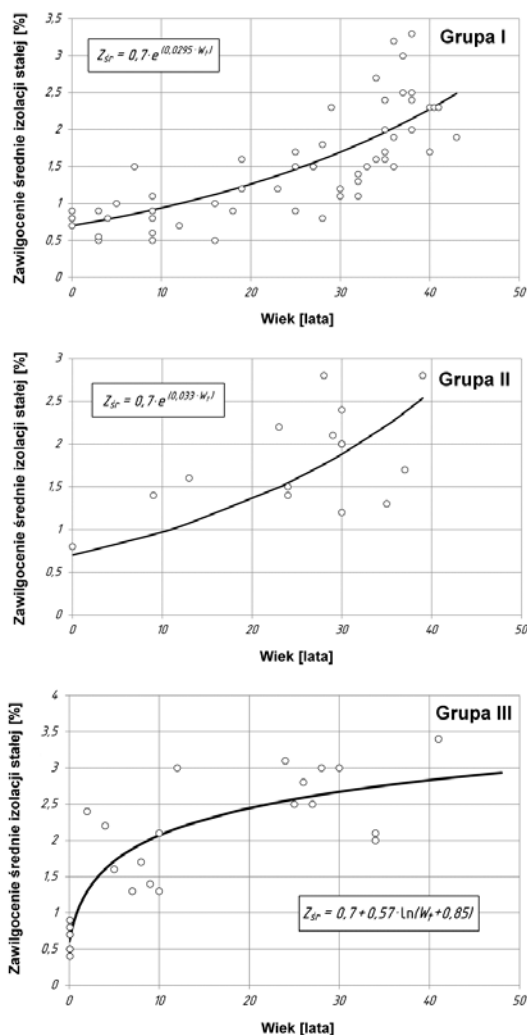
W badaniach wykorzystano systemy pomiarowe IDA 200 i IDAX-300 (rys.4). Korzystając z tych mierników wyznaczano odpowiedź dielektryczną izolacji głównej transformatorów. Ponieważ opisane w artykule obiekty badań to transformatory i autotransformatory, to w celu ich zbadania należało posłużyć się odpowiednio dobranymi schematami pomiarowymi (rys.5).



Rys.4. Systemy do pomiaru odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości; a) IDA 200, b) IDAX-300



Rys.5. Sposób podłączenia miernika odpowiedzi dielektrycznej do autotransformatora (a), transformatora dwuuzwojeniowego (b); C_{HT} – pojemność badanej izolacji głównej, C_T , C_H , C_L – pojemność wydzielonych uzwojeń względem kadzi



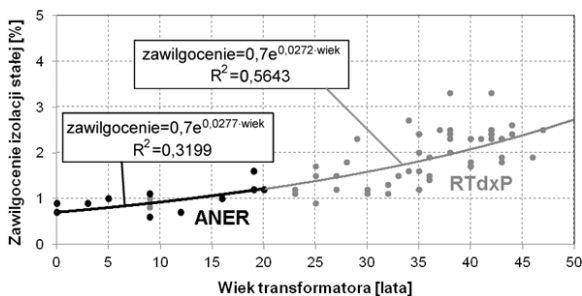
Rys.6. Zawilgocenie izolacji głównej transformatorów grupy I, II oraz III [6]

Dynamika procesu zawilgocenia wybranych transformatorów grupy I

Dotychczas prezentowaliśmy zmiany zawilgocenia w czasie jedynie dla całych grup transformatorów (rys.6), ponieważ nie były dostępne dane odnoszące się do populacji konkretnego typu transformatora. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej w ciągu kilkunastu lat doświadczeń zgromadził na tyle dużą bazę danych wyników badań, że mogła ona autorom artykułu posłużyć do przeprowadzenia analizy zawilgocenia konkretnych typów transformatorów.

Ta część artykułu bazuje na wynikach oceny zawilgocenia jednostek typu RTdxP, produkcji ELTA Łódź (52 wyniki badań), oraz ich następcy, transformatorów typu ANER (11 wyników).

Rysunek 7 przedstawia wyznaczone zawilgocenie średnie izolacji głównej wybranych transformatorów. Z rysunku tego wynika, że proces zawilgocenia transformatorów RTdxP oraz ANER przebiega w bardzo podobny sposób – linie trendu tego procesu, poprowadzone dla obu grup transformatorów, opisują parametry o niemal identycznych wartościach. Z ekstrapolowania przebiegu tych linii wynika, że poziom zawilgocenia określany jako „wysoki” analizowane transformatory osiągną, średnio, w wieku 60 lat.



Rys.7. Zawilgocenie średnie izolacji głównej transformatorów typu RTdxP oraz ANER w zależności od wieku izolacji

Poziom zawilgocenia transformatorów w porównywalnym wieku

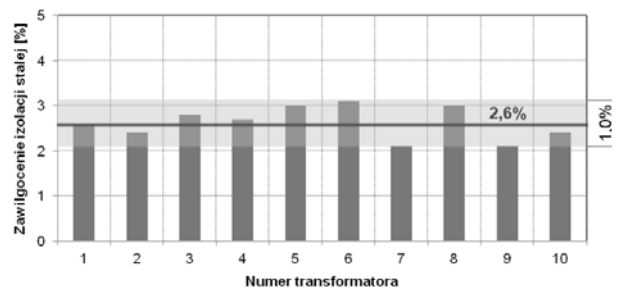
Kolejnym analizowanym problemem jest rozstęp wyników oceny zawilgocenia dla wybranych transformatorów będących w zbliżonym w wieku. Wybrane transformatory miały izolację stałą w zbliżonym wieku, ale różniły się sposobem zabezpieczania ich przed wnikaniem wilgoci z powietrza.

Do analizy wybrano:

- 10 transformatorów typu RAT (produkcja Hitachi, 37 lat pracy, hermetyzowane, moc znamionowa 1600 kV·A, grupa III),
- 14 transformatorów typu TO3Z 1200/6 (produkcja ELTA, 36 lat pracy, konserwator chroniony silikażelem, moc znamionowa 1,2 MV·A, grupa III),
- 5 transformatorów typu TO3Z 2600/6 (produkcja ELTA, 36 lat pracy, konserwator chroniony silikażelem, moc znamionowa 2,6 MV·A, grupa III),
- 14 transformatorów typu RTdxP (produkcja ELTA, 35-38 lat pracy, chronioną membraną w konserwatorze, moc znamionowa 160 MV·A, grupa I).

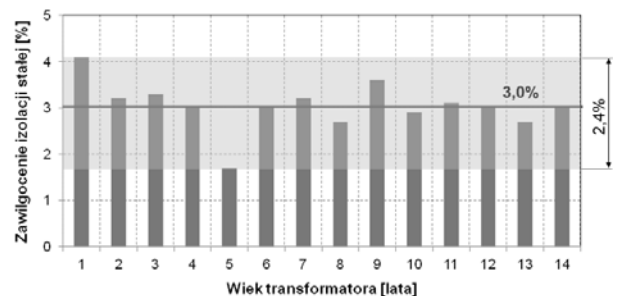
Pierwsze trzy typy transformatorów pracowały w tej samej fabryce i obsługiwały tę samą linię produkcyjną – można więc było założyć, że mają one podobną historię obciążania.

Rysunek 8 przedstawia wyniki oceny zawilgocenia transformatorów typu RAT. Średnie zawilgocenie izolacji tych transformatorów zostało wyznaczone na poziomie 2,6%, przy stosunkowo małym rozstępie wyników – 1 pkt. procentowy.

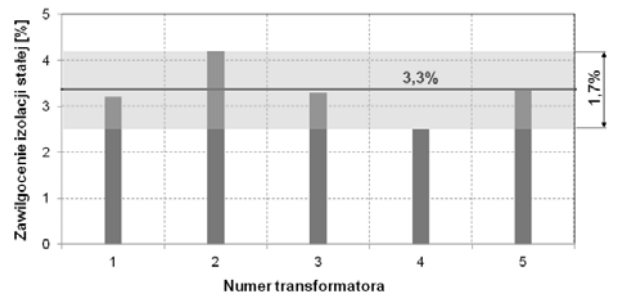


Rys.8. Zawilgocenie izolacji głównej transformatorów typu RAT; wiek 37 lat; hermetyzowane

Rysunki 9 i 10 przedstawiają zawilgocenie izolacji celulozowej transformatorów typu TO3Z. Średnie zawilgocenie transformatorów o mocy 1,2 MV·A wyniosło 3,0%, natomiast rozstęp wyników osiągnął stosunkowo dużą wartość, bo 2,4 pkt. %. Transformatory tego typu, ale o mocy 2,6 MV·A były zawilgocone, średnio, na poziomie 3,3%, a rozstęp wyznaczonych wartości osiągnął 1,7 pkt. procentowy.



Rys.9. Zawilgocenie izolacji głównej transformatorów typu TO3Z 1200/6; wiek 36 lat; konserwator chroniony silikażelem

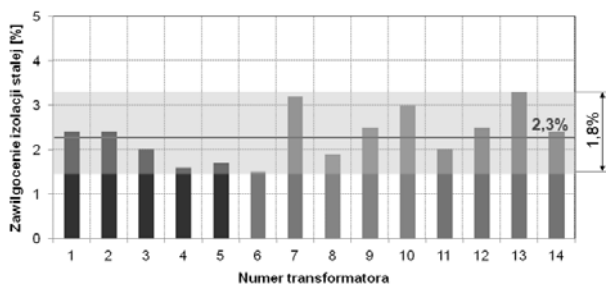


Rys.10. Zawilgocenie izolacji głównej transformatorów typu TO3Z 2600/6; wiek 36 lat; konserwator chroniony silikażelem

Dla porównania, wyniki podobnej analizy dla transformatorów typu RTdxP przedstawiono na rysunku 11. Z powodu stosunkowo niedużej liczby zbadanych transformatorów RTdxP w wieku 36 i 37 lat, autorzy zdecydowali aby w analizie oprzeć się na wynikach badań tych transformatorów o wieku z zakresu 35-38 lat.

Z rysunku 11 wynika, że średnie zawilgocenie transformatorów RTdxP ma wartość 2,3%, przy rozstępie wyników na poziomie 1,8 pkt. procentowy.

Tabela 1 zawiera podsumowanie przedstawionych rezultatów badań. Wynika z niej, że największym średnim zawilgoceniem cechują się transformatory typu TO3Z, w których do ochrony przed zawilgoceniem zastosowano silikażel w przewodzie powietrznym konserwatora. Transformatory te cechuje również największy rozstęp wyników pomiarów. W transformatorach hermetyzowanych zanotowano nieco niższy poziom zawilgocenia niż w TO3Z, a rozstęp tych wartości miały najniższy.



Rys. 11. Zawilgocenie izolacji głównej transformatorów typu RTdxP; wiek 33-38 lat; membrana w konserwatorze

Autotransformatory typu RTdxP, zabezpieczone przed wilgocią przy wykorzystaniu membrany w konserwatorze, charakteryzowały się najniższym zawilgoceniem, ale rozstęp wyników badań był wyższy niż dla transformatorów hermetyzowanych. Jest to zrozumiałe, gdyż:

- są to transformatory grupy I, a więc właściciele bardzo dbają o ich stan,
- obciążenie tych transformatorów zazwyczaj nie przekracza 50% wartości mocy znamionowej, jednak jest dość zróżnicowane, przez co ich izolacja zawilgaca się w różnym tempie.

Tabela 1. Zawilgocenie izolacji stałej zbadanych transformatorów

Typ	Rodzaj konstrukcji	Wiek [lata]	Średnie zawilgocenie [%]	Rozstęp wyników [pkt. %]
RAT	Hermetyzowane	37	2,6	1,0
TO3Z 1200/6	Konserwator chroniony silikażelem	36	3,0	2,4
TO3Z 2600/6	Konserwator chroniony silikażelem	36	3,3	1,7
RTdxP	Membrana w konserwatorze	35-38	2,3	1,8

Wnioski

Trend przyrastania wilgoci w autotransformatorach typu ANER jest bardzo zbliżony do trendu opisującego autotransformatory typu RTdxP. Z analizy tych trendów wynika, że oba typy transformatorów osiągną poziom zawilgocenia określany jako „wysoki” w wieku, średnio, około 60 lat.

Dla transformatorów o zbliżonym wieku izolacji celulozowej (35-38 lat) wyznaczone średnie zawilgocenie tej izolacji w znacznej mierze zależy od zastosowanego w nich sposobu ochrony przed wnikaniem wilgoci:

- najmniejsze średnie zawilgocenie wykazują transformatory chronione membraną w konserwatorze oraz hermetyzowane,
- rozstęp wyników pomiarów jest najmniejszy dla transformatorów hermetyzowanych,
- najwyższe średnie zawilgocenie wykazują transformatory chronione z użyciem silikażelu umieszczonego na drodze powietrza atmosferycznego, które podlega wymianie w konserwatorze.

LITERATURA

- [1] Reliable diagnostics of HV transformer insulation for safety assurance of power transmission system REDIATool, nr projektu: NNE5-2001-472, Projekt finansowany przez Komisję Europejską; Realizacja: od 01.02.2003 do 31.01.2006
- [2] Graczkowski A., Gielniak J., Przybyłek P., Szmański J., Walczak K., Neuman S.R., Porównanie wyników oceny zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej uzyskanych przy użyciu metod fizykochemicznych i opartych na odpowiedzi dielektrycznej, *Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje*, Vol. 4, nr 1, 2006, 95-98
- [3] Bernat J., Gielniak J., Morańda H., Program komputerowy wykorzystujący sztuczne sieci neuronowe do interpretacji wyników badań przy użyciu metody RVM w celu oceny zawilgocenia izolacji papierowej transformatorów, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 10, 2008, 5-7
- [4] Gielniak J., Morańda H., Wykorzystanie sieci neuronowej do analizy spektrum napięcia powrotnego RVM, *Energetyka, Zeszyt tematyczny*, nr 11, 2007, 19-20
- [5] Morańda H., Koch M., Program do analizy odpowiedzi częstotliwościowej (FDS) dielektryków, *Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje*, Vol. 4, nr 1, 2006, 162-156
- [6] Gielniak J., Graczkowski A., Morańda H., Przybyłek P., Walczak K., Nadolny Z., Moscicka-Grzesiak H., Feser K., Gubanski S. M., Moisture in Cellulose Insulation of Power Transformers – Statistics, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. 20, Issue 3, 6.2013, 982-987

Autorzy: dr inż. Jarosław Gielniak, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl; dr hab. inż. Hubert Morańda, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: hubert.moranda@put.poznan.pl.