



Krzysztof WALCZAK¹, Andrzej GRACZKOWSKI¹, Jarosław GIELNIAK¹,
Stanisław NEUMANN², Stanisław GUBAŃSKI³, Hanna MOŚCICKA-GRZESIAK¹

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki (1)
„Energetyka Czerwonak” SA, Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki Poznań (2)
Chalmers University of Technology (3)

Ocena stopnia zdegradowania izolacji transformatora energetycznego przeznaczonego do kapitalnego remontu przy użyciu różnych metod diagnostycznych

Streszczenie. W artykule opisano przypadek transformatora energetycznego o mocy 31,5 MVA przeznaczonego do generalnego remontu. Przed czynnościami remontowymi transformator został poddany wnikliwej analizie pod kątem stopnia zdegradowania jego izolacji. Wykonano szereg pomiarów dielektrycznych oraz analizy fizyko-chemiczne.

Abstract. (Assessment of insulation state of power transformer relayed to repair using different diagnostic methods) The paper describes a case of 31.5 MVA power transformer taken out of operation. Different diagnostic methods were used for evaluation of insulation state. Dielectric measurements as well as physical-chemical analysis were performed.

Słowa kluczowe: spektroskopia dielektryczna, metoda miareczkowania Karla-Fischera, izolacja papierowo-olejowa transformatora.
Keywords: dielectric spectroscopy, Karl-Fischer Titration method, oil-paper transformer insulation.

Wstęp

Problem oceny zawartości wody w izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych z każdym rokiem zyskuje na znaczeniu. Dzieje się tak dlatego, że większość transformatorów będących w eksploatacji zbliża się do założonego czasu życia lub go przekroczyła. Zestarzona izolacja papierowa podatna jest na uszkodzenia mechaniczne oraz przebicie. Niebezpieczeństwo uszkodzenia wzrasta wraz ze wzrostem zawartości wody w izolacji stałej (np. efekt generowania pęcherzyków gazu, obniżenie napięcia zapłonu wyładowań niezupełnych itd.). Dodatkowo woda przyspiesza proces starzenia izolacji celulozowej. Z tego względu informacja na temat stopnia zawilgocenia transformatora może ułatwić decyzję o jego remoncie i zapobiec poważnej awarii systemu [1, 3, 7].

W ciągu ostatnich dwóch dekad pojawiło się szereg metod fizyko-chemicznych i elektrycznych, które dają możliwość oceny stanu zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej transformatora. Do metod fizyko-chemicznych można zaliczyć metodę miareczkowania Karla-Fischera (KFT) pozwalającą wyznaczyć zawartość wody w papierze w sposób bezpośredni. Metodę KFT stosuje się również powszechnie w analizie pośredniej. W tym wypadku mierzy się zawartość wody w oleju pobranym z transformatora i przelicza otrzymany wynik z wykorzystaniem krzywych równowagi (Oommena, Griffina), aby otrzymać zawartość wody w papierze. Druga grupa metod wykorzystuje zależność odpowiedzi dielektrycznej izolacji transformatora od stopnia jej zawilgocenia. Wśród tych metod najważniejszymi są: pomiar napięcia powrotnego (RVM), spektroskopia dielektryczna w dziedzinie częstotliwości (FDS) oraz pomiar prądu polaryzacji i depolaryzacji (PDC). Pomimo tego, że wymienione techniki są znane i rozwijane od pewnego czasu, wciąż nie można dać jednoznacznej odpowiedzi, która z nich jest w pełni wiarygodna. Dla przykładu w wielu publikacjach (m. in. w raporcie CIGRE) wykazano błędy w metodzie RVM oraz niepewność stosowania krzywych równowagi. Również inne pojawiające się obecnie artykuły wskazują na złożoność problemu i konieczność weryfikacji oraz kalibracji poszczególnych metod [2-8].

W tym aspekcie istotne jest prowadzenie kompleksowych badań zarówno na modelach, jak i rzeczywistych transformatorach. Dzięki wsparciu ze strony Unii Europejskiej w ramach 5 Programu Ramowego, od 2003 prowadzone są tego typu badania w ramach projektu *REDIATool - Reliable Diagnostics of HV Transformers Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System* [9]. Projekt ma na celu poprawę wiarygodności metod diagnostycznych oraz wdrożenie procedury standaryzacyjnej. Jednym z zadań szczegółowych projektu jest kalibracja metod w oparciu o pomiary na rzeczywistych jednostkach, ze szczególnym uwzględnieniem transformatorów przeznaczonych do remontu. Tego typu kompleksowe badania są niezwykle cenne, gdyż mając pełny dostęp do transformatora przed i w trakcie czynności remontowych, możliwe jest wykonanie wszystkich niezbędnych badań, zarówno pomiarów elektrycznych jak i analiz fizyko-chemicznych, w bardzo szerokim zakresie.

Obiekt badań

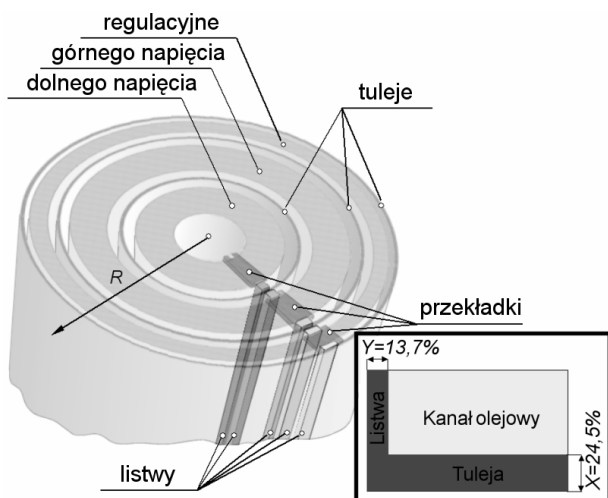
W niniejszym artykule przedstawiono przypadek transformatora energetycznego o mocy 31,5 MVA i napięciu 110/6,6 kV, który pracował przez 35 lat jako źródło zasilania kopalni miedzi (rys. 1). W tym okresie nie przechodził żadnych poważnych remontów oraz nie był przeciążany. Typowa temperatura pracy nie przekraczała 70°C. Chłodzenie zastosowane w transformatorze było typu OD. Z powodu wieku transformatora właściciel zdecydował się przeprowadzić kapitalny remont jednostki, zwiększając przy tej okazji jego moc znamionową.

Transformator miał uzwojenia wykonane w typowym układzie cylindrycznym. Każda faza składała się z uzwojeń dolnego i górnego napięcia oraz uzwojenia regulacyjnego, jak przedstawiono to na rysunku 2. Pomiedzy poszczególnymi uzwojeniami znajdowała się tylko jedna tuleja, utrzymywana we właściwym położeniu przez 20 listew, równomiernie rozmieszczonych po obu jej stronach. Poszczególne dyski uzwojeń były separowane względem siebie za pomocą dodatkowych przekładek. Dla potrzeb późniejszego modelowania badanej izolacji transformatora wykonano pomiary geometrii układu. Na bazie otrzymanych

wyników stworzono uproszczony model XY, który pokazuje procentową zawartość preszpanu i oleju w przestrzeni izolacyjnej między uzwojeniami górnego i dolnego napięcia (rys. 2.).



Rys. 1. Widok ogólny transformatora 31.5 MVA, 110/6.6 kV



Rys. 2. Konstrukcja izolacji głównej transformatora oraz jej model zastępczy

Pomiary i analizy

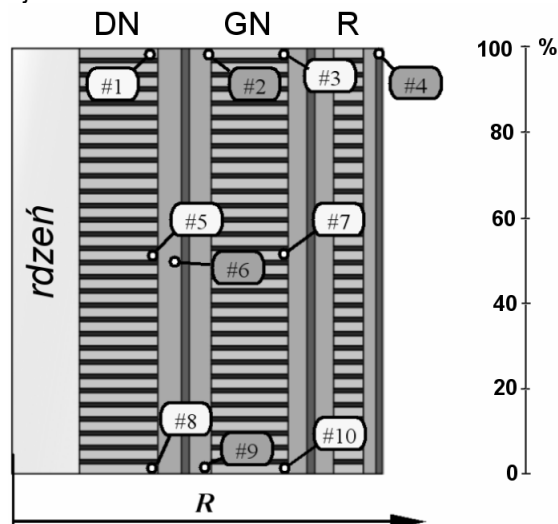
Spektroskopia dielektryczna

Pomiary dielektryczne zostały wykonane po około jednej godzinie od wyłączenia transformatora i odłączenia go od układu sieci energetycznej. Pomiary wykonano z wykorzystaniem spektroskopii dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości (FDS). W trakcie pomiaru wszystkie trzy fazy, zarówno górnego jak i dolnego napięcia były zwarte w celu uzyskania większej pojemności. Pomiar pojemności zespolonej izolacji transformatora w dziedzinie częstotliwości został wykonany z wykorzystaniem Systemu Diagnostyki Izolacji IDA 200 firmy Programma-General Electric. Napięcie przyłożone do uzwojeń transformatora wynosiło $70 V_{rms}$. Spektrogram pojemności został wykonany w zakresie częstotliwości od 0,46 mHz do 1 kHz.

Analizy fizyko-chemiczne

Ze względu na to, że izolacja stała transformatora miała być całkowicie wymieniona, możliwe było pobranie próbek **papieru i preszpanu** z dowolnego miejsca transformatora. Próbki papieru i preszpanu pobrano po spuszczeniu oleju z kadzi transformatora. Pobrane próbki umieszczano w szczelnych pojemnikach wypełnionych olejem pochodzącym z kadzi transformatora. W ten sposób zabezpieczone próbki transportowano do laboratorium i przechowywano aż do chwili wykonania analiz.

Na rysunku 3 przedstawiono położenie poszczególnych próbek pobranych z transformatora. Wybór miejsca pobrania poszczególnych próbek był podyktowany chęcią wyznaczenia rozkładu zawilgocenia wzdłuż i w poprzek uzwojenia.



Rys. 3. Położenie próbek papieru (kolor jasny) oraz preszpanu (kolor ciemny)

Do analizy zawartości wody w izolacji celulozowej wykorzystano metodę kulometryczną miareczkowania Karla-Fischera z użyciem przyrządu firmy Metrohm wyposażonego w specjalną przystawkę umożliwiającą termiczne przygotowanie próbek. Dodatkowo przygotowano bliźniaczą serię próbek i wysłano do innego laboratorium w celu wyznaczenia stopnia polimeryzacji.

W celu analizy parametrów **oleju** pobrano próbki z dolnej i górnej części kadzi transformatora. Temperatura próbek w momencie ich pobierania wynosiła $40^{\circ}C$. Stopień zawilgocenia oleju został określony z wykorzystaniem tego samego kulometru, jak w analizie izolacji stałej. Konduktowność oleju wyznaczono w standardowym trójelektrodowym cylindrycznym układzie pomiarowym z wykorzystaniem miernika IDA 200. W tym przypadku napięcie pomiarowe wynosiło $5 V_{rms}$. Dodatkowo na bazie pomiarów wykonanych przy różnych poziomach temperatury (20 , 50 i $80^{\circ}C$) obliczono energię aktywacji oleju.

Wyniki i ich interpretacja

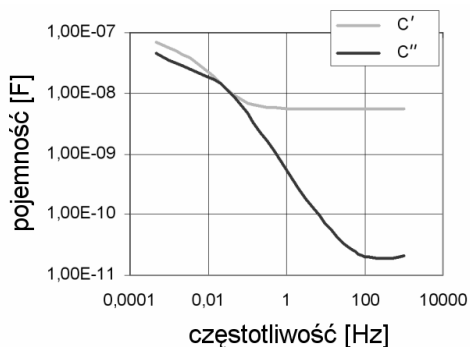
Spektroskopia dielektryczna

W wyniku pomiarów otrzymano spektrogram pojemności zespolonej w dziedzinie częstotliwości (rys. 4). Wielkości C' i C'' reprezentują odpowiednio pojemność i straty badanej izolacji.

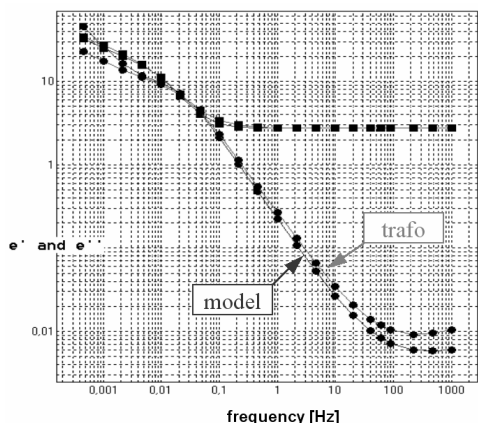
Na bazie modelu XY przeprowadzono analizę stopnia zawilgocenia izolacji papierowej transformatora. Do modelowania wykorzystano program MODS, który standardowo jest dołączony do miernika IDA 200.

W modelowaniu zastosowanym w programie MODS zasadniczą ideą jest, aby dopasować krzywą wyznaczoną w oparciu o model układu dielektrycznego papier-olej, o zadanych parametrach, do charakterystyki otrzymanej z pomiarów [10]. Model wykorzystany do obliczeń jest modelem uproszczonym (rys. 2), ale dla zdecydowanej większości konstrukcji transformatorów energetycznych słusznym.

Wynik końcowy analizy przedstawiono na rysunku 5. Jak widać na rysunku krzywe pochodzące z pomiaru oraz modelowania wykazują dużą zbieżność, co świadczy o ich dobrym dopasowaniu. Na tej podstawie stwierdzono, że zawilgocenie papieru wynosiło 1,2%.



Rys. 4. Pojemność zespolona w funkcji częstotliwości



Rys. 5. Wynik dopasowania modelu do rzeczywistych pomiarów w programie MODS

Analizy fizyko-chemiczne

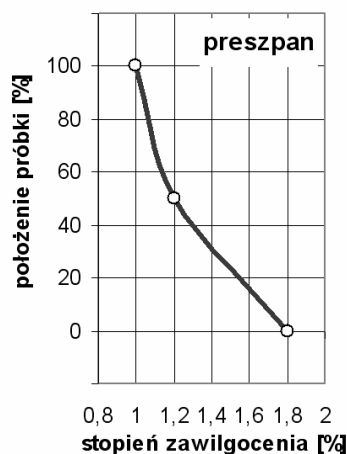
W trakcie procedury pobierania próbek papieru i preszpanu, nawet przy szybkim i sprawnym działaniu, może dojść do dodatkowego zawilgocenia próbek w zetknięciu z powietrzem. Uważa się, że cienki papier jest dużo bardziej podatny na absorpcję wody niż gruby preszpan. Z tego względu uznano, że najbardziej wiarygodną ocenę zawilgocenia izolacji celulozowej transformatora uzyskamy na podstawie badania próbek preszpanowych.

Wyniki analizy stopnia zawilgocenia **preszpanu**, w zależności od miejsca wzdłuż uzwojenia, z którego próbki zostały pobrane, przedstawiono na rysunku 6. W tym przypadku stwierdzono, że w górnych częściach transformatora próbki wykazywały mniejszy stopień zawilgocenia, co należy wiązać z rozkładem temperatury. W wyższej temperaturze woda jest „wypychana” z celulozy do oleju.

Na bazie tych wyników można wyciągnąć dwa istotne wnioski. Po pierwsze, biorąc pod uwagę wiek transformatora, zaskakująco mały był stopień zawilgocenia izolacji celulozowej wynoszący od 1% w górnej części do 1,8% w dolnej części transformatora. Po drugie stwierdzono rozkład zawilgocenia na wysokości transformatora.

Wyniki badania stopnia polimeryzacji izolacji celulozowej przedstawiono w tabelicy 1. Widać, że próbki, zarówno papieru jak i preszpanu, pobrane z górnej części transformatora wykazują mniejszy stopień polimeryzacji (DP), czyli uległy w większym stopniu degradacji.

W wyniku analizy **oleju** otrzymano trzy podstawowe parametry: konduktywność, energię aktywacji oraz zawartość wody (tablica 2). Relatywnie wysoka konduktywność oleju świadczy o jego silnym zdegradowaniu. Zawartość wody w oleju jest również stosunkowo wysoka, ale wciąż nie przekracza maksymalnego akceptowanego poziomu zawilgocenia dla tej grupy transformatorów (21 ppm przy 40°C [12]).



Rys. 6. Rozkład zawilgocenia preszpanu wzdłuż uzwojeń zgodnie ze skalą na rysunku 3

Tablica 1. Wyniki analizy stopnia polimeryzacji próbek

Nr próbki	Materiał	Położenie	DP
#1	Papier	Góra	480
#8	Papier	Dół	895
#2	Preszpan	Góra	865
#9	Preszpan	Dół	1075

Tablica 2. Wyniki analizy oleju

Parametr	Wartość
Konduktywność przy 40°C	33 pS/m
Energia aktywacji	0,43 eV
Zawartość wody	
	Góra
	19,2 ppm
	Dół
	17,4 ppm

Porównanie wyników spektroskopii dielektrycznej i analizy fizyko-chemicznej

Ważny wniosek można wyciągnąć porównując wyniki otrzymane z pomiarów odpowiedzi dielektrycznej metodą FDS i wyniki analiz preszpanu metodą KFT. Zawilgocenie wyznaczone na bazie odpowiedzi dielektrycznej dla całej izolacji jest bardzo zbliżone do stopnia zawilgocenia próbki preszpanu pobranej ze środkowej części uzwojenia. Oznacza to, że pomiar odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości daje pewnego rodzaju wartość średnią stopnia zawilgocenia całego transformatora.

Badany transformator przekazywany do remontu stanowił bardzo dobry realny obiekt służący do porównania pośredniej metody wyznaczania zawilgocenia izolacji celulozowej, jaką jest metoda FDS, oraz metody fizyko-chemicznej (KFT) traktowanej jako bezpośrednia. Badanie te potwierdzają w pewnym zakresie wiarygodność pośredniej metody FDS.

Wnioski

Analiza otrzymanych wyników pozwoliła stwierdzić dużą zgodność pomiędzy stopniem zawilgocenia wyznaczonym na bazie pomiarów dielektrycznych (metoda FDS) a wyznaczonym z wykorzystaniem analizy fizyko-chemicznej (metoda KFT).

Przeprowadzone badania stopnia zawilgocenia izolacji celulozowej metodą fizyko-chemiczną pozytywnie zweryfikowały metodę polaryzacyjną FDS, zaliczaną do ostatnio lansowanych metod pośrednich wyznaczania stopnia zawilgocenia izolacji transformatorów.

Jeśli się weźmie pod uwagę wiek transformatora, dużym zaskoczeniem jest stwierdzenie niewielkiego stopnia zawilgocenia izolacji celulozowej, wynoszącego średnio

1,2%. Wytlumaczeniem tego faktu jest niewielkie obciążenie transformatora przez cały okres eksploatacji.

Stwierdzono stosunkowo mały stopień degradacji izolacji stałej transformatora. W przypadku preszpanu pobranego z dolnej części transformatora można wręcz stwierdzić, że izolacja w ogóle nie uległa degradacji.

Na wysokości transformatora stwierdzono charakterystyczny rozkład mierzonych wielkości, zgodny z typowym rozkładem temperatury. W górnej części transformatora jest mniejsza zawartość wody w izolacji celulozowej i jednocześnie jest mniejszy stopień polimeryzacji celulozy niż w części dolnej.

olej pobrany z transformatora cechował się niską jakością, tzn. konduktywnością i zawartością wody były wysokie.

LITERATURA

- [1] Gjaerde A. C., Lundgaard L., Ildstad E., Effect of temperature and moisture on the dielectric properties of oil-impregnated cellulose, *9th International Symposium on High Voltage Engineering*, Graz, 1995.
- [2] Gubanski S. M., Boss P., Csepes G., Houhanessian V. D., Filippini J., Guuinic P., Gafvert U., Karius V., Lapworth J., Urbani G., Werelius P., and Zaengl W. S., Dielectric response methods for diagnostics of power transformers: Report of the TF 15.01.09, CIGRE, 2001.08.27.
- [3] Gubanski S.M., Boss P., Csepes G., Houhanessian V.D., Filippini J., Guuinic P., Gafvert U., Karius V., Lapworth J., Urbani G., Werelius P., Zaengl W.S., Dielectric response methods for diagnostics of power transformers, *Electra*, No. 202, pp 23-34, June 2002.
- [4] Gafvert U., Adeen L., Tapper M., Ghasemi P. and Jonsson B., Dielectric spectroscopy in time and frequency domain applied to diagnostics of power transformers, *Proceedings of the 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, 2000.
- [5] Blennow J., Ekanayake C., Bartnicki A., Gubanski S.M., Experiences from On-Site Dielectric Spectroscopy Measurements on Power Transformers, *APTADM'2004, 2nd International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials*, pp. 62-69, Wrocław, Poland, September, 15-17, 2004.
- [6] Saha T. K., Yao Z. T., Experience with return voltage measurements for assessing insulation conditions in service-

aged transformers, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 1, January 2003.

- [7] Zaengl W.S., Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part I: Theoretical Considerations, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 19, No. 5, 2003.
- [8] Zaengl W.S., Applications of Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 19, No. 6, 2003
- [9] www.rediatool.pl, strona domowa projektu Rediatool.
- [10] Gafvert U., Frimpong G. and Fuhr J., Modelling of dielectric measurements on power transformers", *Proc. of CIGRÉ*, Paris, 1998.
- [11] Ekanayake C., Graczkowski A., Walczak K., Gubanski S.M., Dielectric Spectroscopy Measurements on Oil Impregnated Paper/Pressboard Samples, *APTADM'2004, 2nd International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials*, pp. 62-69, Wrocław, Poland, September, 15-17, 2004.
- [12] IEC 60599 Standard: Mineral oil-impregnated Electrical Equipment in Service Guide to the Interpretation of Dissolved and free Gases Analysis, Second Edition, 1999-03.

Praca wykonana w ramach międzynarodowego projektu RADIATool NNE5-200-472 współfinansowanego przez Komisję Europejską w ramach 5 Programu Ramowego.

Autorzy: dr inż. Krzysztof Walczak, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: krzysztof.walczak@put.poznan.pl; dr inż. Andrzej Graczkowski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, E-mail: andrzej.graczkowski@put.poznan.pl; dr inż. Jarosław Gielniak, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, E-mail: jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl; mgr inż. Stanisław Neumann, „Energetyka Czerwonak” S.A. Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki Poznań, ul. Gdyńska 83, 62-004 Czerwonak, prof. dr hab. Stanisław Gubański, Chalmers University of Technology, Horsalsvagen 11, 412-96 Goteborg, Szwecja, Email: stanislaw.gubanski@eltechnik.chalmers.se; prof. dr hab. inż. Hanna Mościcka-Grzesiak, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, E-mail: hanna.moscicka@put.poznan.pl