



Barbara FLORKOWSKA¹, Andrzej JACKOWICZ-KORCZYŃSKI¹,
Janusz OLEKSA², Rafał TARKO¹

Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektroenergetyki(1), Zakład Energetyczny Kraków S.A. (2)

Badania układów izolacyjnych transformatorów napięciem stałym

Streszczenie. W artykule przedstawiono badania układów izolacyjnych transformatorów dla porównania ich stanu po produkcji i po okresie eksploatacji. Zastosowano metodę napięcia stopniowanego i na podstawie zmian prądu w czasie wyznaczono rezystancje izolacji różnych układów połączeń transformatorów. Analizę wyników pomiarów oparto o współczynniki nieliniowości prądu, informujące o zmianach dynamiki procesów towarzyszących polaryzacji.

Abstract. (DC voltage testing of transformer insulation). This paper presents comparison of transformer insulations' DC diagnostic performed for new and exploited units. Resistances for different measurement circuits were determined on the basis of step voltage method application and current time dependence. Interpretation of results involves current nonlinear coefficients for describing changes in polarization phenomena dynamic.

Słowa kluczowe: transformatory, diagnostyka układów izolacyjnych, metoda napięcia stopniowanego.

Keywords: transformers, insulation systems diagnostic, step-voltage method.

Wstęp

O czasie życia transformatora decyduje jego układ izolacyjny, a więc izolacja nasyciona celulozowa oraz izolacja olejowa. Mechanizmy degradacji układu izolacyjnego transformatorów energetycznych są związane głównie z procesami starzeniowymi oleju izolacyjnego, a w przypadku rozszczelnienia transformatora – z penetracją wody do oleju oraz zawilgoceniem izolacji celulozowej.

Zakres badań odbiorczych transformatorów remontowanych, należących do jednej z czterech grup według podziału w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [1,2], jest określony w tej Instrukcji. W przypadku transformatorów olejowych o mocy od 0,1 do 1,6 MVA (grupa III) oprócz badań oleju wymagany jest pomiar rezystancji izolacji po upływie 60 s, przy czym wartość zmierzona powinna być większa od 35 MΩ w temperaturze 30°C. Nie ma zalecenia, co do pomiaru wskaźnika polaryzacji R_{t2}/R_{t1} , gdzie np. $t_1=15$ s, $t_2=60$ s. Rezystancja izolacji zależy od zawartości wilgoci w izolacji uzwojeń, jakości oleju izolacyjnego oraz stanu izolacji głównej, w tym stanu izolatorów przepustowych, a także od temperatury i konstrukcji układu izolacyjnego.

W schemacie zastępczym transformatora występują zatem: rezystancja papierowej izolacji uzwojeń, rezystancja oleju, rezystancje zastępcze elementów stanowiących izolację główną transformatora. Zmiany rezystancji izolacji w czasie są efektem zjawisk polaryzacyjnych o różnej dynamice w izolacji celulozowej i olejowej, a także zmian konduktywności spowodowanej zawilgoceniem. O ich przebiegach czasowych decyduje również stopień zużycia izolacji, w tym głównie oleju [3].

Wskaźnikami zawilgocenia jest wartość rezystancji izolacji wyznaczona po upływie dostatecznie długiego czasu, kiedy jej wartość można uznać za ustaloną. W pomiarach rezystancji izolacji transformatorów stosuje się schematy pomiarowe wymienione w [1]. Wykonując pomiary rezystancji izolacji w rozszerzonym zakresie, to jest w czasie dłuższym niż 60 s, stosując również inne układy połączeń oraz napięcie stałe o wzrastającej wartości podczas pomiarów – można uzyskać informacje o

dynamice zjawisk polaryzacyjnych oraz wpływie elementów układu izolacyjnego transformatora na jego stan.

W artykule przedstawiono wyniki badań dwóch grup transformatorów rozdzielczych:

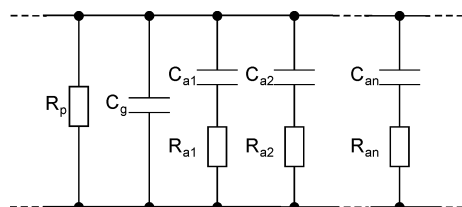
A) po długoletnim okresie eksploatacji oraz

B) po produkcji,

przeprowadzonych metodą napięcia stopniowanego.

Schemat zastępczy

W schemacie zastępczym izolacji (rys. 1) poszczególne gałęzie reprezentują: straty przewodnościowe (rezystancja R_p zależna od konduktywności izolacji) oraz zjawiska polaryzacji o różnych czasach relaksacji.



Rys. 1. Schemat zastępczy izolacji. C_g – pojemność geometryczna, R_p – rezystancja strat przewodnościowych, C_{a1}, \dots, C_{an} , R_{a1}, \dots, R_{an} – pojemności i rezystancje absorpcyjne.

Zjawiska te obejmują procesy reagowania struktury elektrycznej układu izolacyjnego: konduktywności i polaryzacji na działanie pola elektrycznego. Obydwa składniki ulegają zmianie podczas procesów starzeniowych, wskutek działania doprowadzanej do układu energii cieplnej i elektrycznej oraz ingerencji z zewnątrz różnych czynników jak np. wody. Wykonując pomiary rezystancji izolacji transformatora w czasie w różnych układach połączeń, każdemu z tych układów odpowiada zmodyfikowany schemat zastępczy wg rysunku 1.

Pomiary prądu przy napięciu stałym

Pomiary przebiegów prądu przy napięciu stałym umożliwiają określenie rezystancji izolacji, dynamiki zjawisk polaryzacyjnych oraz ich wzajemnych zależności. W tym celu w badaniach pomontażowych transformatorów stosuje

się wskaźnik polaryzacji, to jest iloraz rezystancji izolacji po 60 sekundach do rezystancji po 15 sekundach działania napięcia.

Przebiegi te są najczęściej aproksymowane funkcjami multi-Debye'a [4]:

$$(1) \quad \Phi(t) = \sum_{i=1}^N \Phi_i \cdot \exp(-t/\tau_i)$$

gdzie: τ_i – stała czasowa i -tego procesu relaksacji; N – liczba niezależnych procesów. Doświadczenia wskazują, że większość układów izolacyjnych charakteryzuje przebieg opisany funkcją Curie-von Schweidlera (CvS) [4]:

$$(2) \quad \Phi(t) = \Phi_0 \cdot t^{-n}$$

lub funkcją Kohlrauscha-Williamsa-Wattsa (KWW) [4]:

$$(3) \quad \Phi(t) = \Phi_0 \cdot \exp\left[-(t/\tau)^\beta\right]$$

gdzie: n, β - parametry funkcji.

Miarą dynamiki zjawisk polaryzacyjnych są w przypadku modelu opisanego funkcją Debye'a (1) – wartości stałych czasowych τ , modelu CvS (2) – wartości wykładnika n , modelu KWW (3) – wartości wykładnika β i stałej czasowej τ .

Metoda napięcia stopniowanego

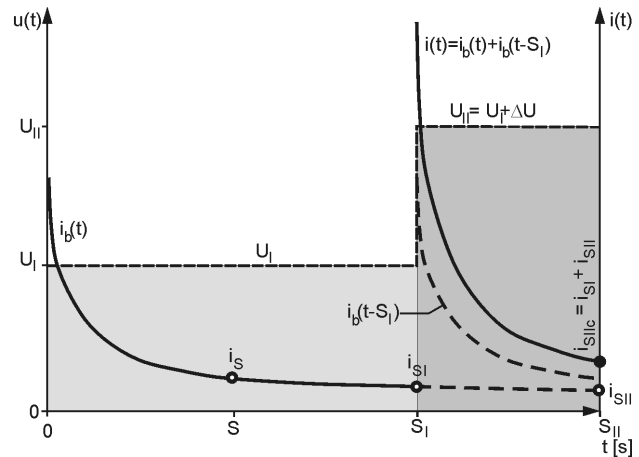
Wykonując pomiary prądu przy napięciu stałym stopniowo podwyższanym tak, że na każdym stopniu napięcie to jest utrzymywane przez określony czas, otrzymuje się zależność $I=f(U)$. Teoretycznie wartość prądu jest proporcjonalna do wartości napięcia na danym stopniu. Dotyczy to zarówno jego składowej upływnościowej, jak i absorpcyjnej. Przy takim założeniu można wyznaczyć spodziewane przyrosty prądu $\Delta I_1, \dots, \Delta I_n$, odpowiadające kolejnym, stałym przyrostom napięcia ΔU . W praktyce zależność ta ma inny charakter. Rejestrując prąd otrzymuje się jego przebieg czasowy na każdym stopniu napięcia, przy czym wartość prądu w chwili zakończenia działania napięcia na danym stopniu napięciowym zależy od czasu działania napięcia na tym stopniu. Jeżeli czas ten jest dostatecznie długi, prąd może zawierać już tylko składową stałą, to jest prąd przewodnościowy, natomiast w krótszych czasach zawiera również składową absorpcyjną, wynikającą ze zjawisk polaryzacji (rys. 2).

Zastosowanie napięcia stopniowanego pozwala na wyznaczenie rozbieżności między liniowym modelem izolacji odpowiednim dla jej dobrego stanu technicznego, a wynikami pomiarów rzeczywistego układu izolacyjnego. Metoda ta daje dobre rezultaty w badaniach maszyn elektrycznych [5,6].

Stopień rozbieżności określa tzw. współczynnik nieliniowości, to jest iloraz prądu mierzonego do wartości określonej dla modelu liniowego na podstawie odpowiedniego dopasowania funkcjami (1)-(3). Najczęściej stosowanym dopasowaniem jest funkcja (2). Sposób wyznaczenia przebiegu czasowego prądu w metodzie napięcia stopniowanego na podstawie jego przebiegu przy pierwszym stopniu napięcia przedstawiono na rysunku 2. Na tej podstawie wyznaczane są współczynniki nieliniowości prądu pomiarowego z równania:

$$(4) \quad K_i = \frac{i_{Sim}}{i_{Sic}}$$

gdzie: K_i – współczynnik nieliniowości na i -tym stopniu napięcia, i_{Sim} – prąd mierzony, i_{Sic} – prąd dla modelu liniowego.



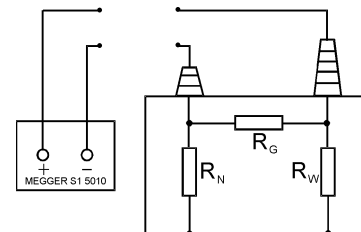
Rys. 2. Konstrukcja modelu liniowego na podstawie pomiarów na stopniu (S_i) napięcia, U_i, U_{II} – wartość napięcia na danym stopniu.

W badaniach transformatorów metodą napięcia stopniowanego zastosowano aparat typu MEGGER S1-5010 podłączony do przenośnego komputera kablem RS-232. Wyniki pomiarów opracowano w środowisku MATLAB.

Dla transformatorów grupy A i B zastosowano układy połączeń (rys. 3), w których wyznaczano:

- rezystancję uzwojenia górnego napięcia G względem uzwojenia dolnego napięcia D ($R_{G/D}$), oznaczoną R_G ,
- rezystancję uzwojenia wysokiego napięcia G względem kadzi K ($R_{G/K}$), oznaczoną R_W ,
- rezystancję uzwojenia niskiego napięcia D względem kadzi K ($R_{D/K}$), oznaczoną R_N .

Wartości prądu zarejestrowanego w powyższych układach połączeń oznaczono odpowiednio i_G, i_W, i_N [7,8].



Rys. 3. Schemat układu pomiarowego

Wyniki badań

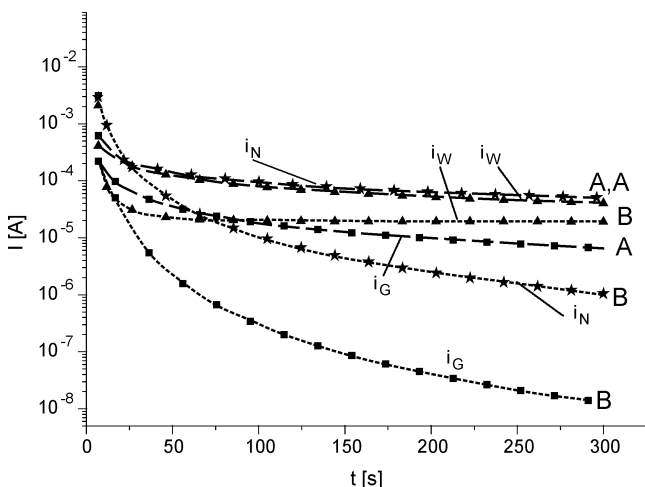
Pomiary metodą napięcia stopniowanego pozwoliły określić różnice właściwości układów izolacyjnych badanych transformatorów.

Przebiegi czasowe prądów $i_G(t), i_W(t), i_N(t)$ (rys.4) wskazują, że różnice te dotyczą nie tylko wartości prądu upływu, ale także dynamiki zjawisk polaryzacyjnych. Przy polaryzacji układu izolacyjnego transformatorów napięciem stałym pozwoliły określić różnice w przebiegu procesów polaryzacyjnych w izolacji badanych jednostek.

Wyniki, przedstawione na rys. 4, wskazują na znaczne różnice związane nie tylko z wartością prądu wynikającego z upływności izolacji, ale także dynamiki zjawisk polaryzacyjnych.

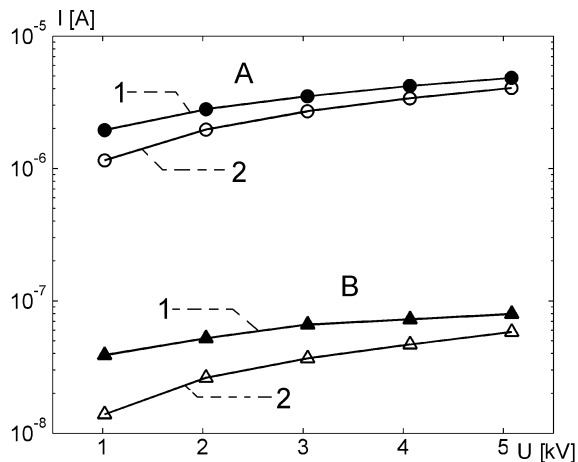
Transformatory grupy A charakteryzowały na ogół większe – niż dla transformatorów grupy B – wartości rejestrowanych prądów i_G, i_W, i_N , oraz mały udział w nich składowych absorpcyjnych zanikających praktycznie w

ciągu jednej minuty. Zbieżność przebiegów prądów $i_W(t)$ i $i_N(t)$ w tej grupie wynika prawdopodobnie z procesów degradacji olejowej części układu izolacyjnego i obecności zanieczyszczeń. Izolację transformatorów grupy B charakteryzuje – niezależnie od układu połączeń – obecność zjawisk polaryzacyjnych czasie zaniku przekraczającym czas pomiaru przy danym stopniu napięcia. W szczególności dotyczy to prądów i_G i i_N .



Rys.4. Przebiegi czasowe prądów w układach połączeń, i_G , i_W , i_N , w transformatorach grup A i B.

Charakterystyki $I(U)$, wyznaczone metodą napięcia stopniowanego oraz z zastosowaniem dopasowania funkcji CvS (2) przedstawia rysunek 5.

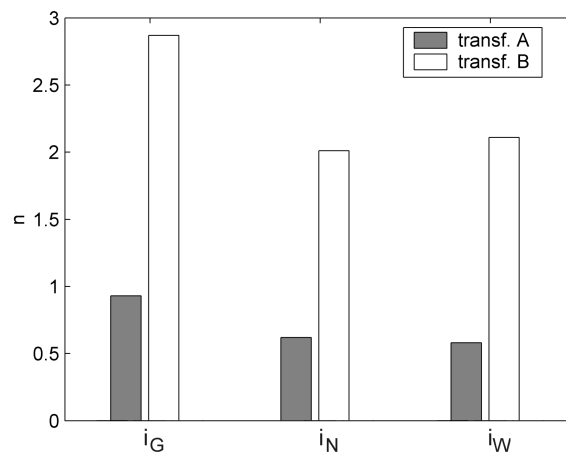


Rys.5. Zależność prądu od napięcia wyznaczona metodą napięcia stopniowanego (5 stopni napięciowych, czas trwania stopnia – 1 minuta). 1 – wartości początkowe prądu, 2 – po czasie działania napięcia na danym stopniu.

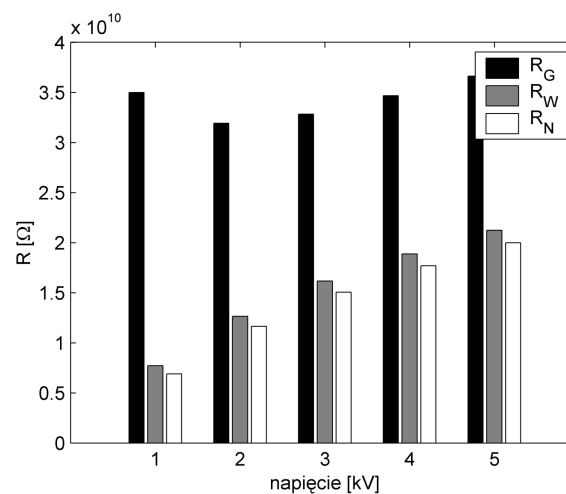
Wartości wykładnika n w modelu CvS (rys. 6) potwierdzają większą dynamikę zjawisk polaryzacyjnych w transformatorach grupy B.

Wartości rezystancji izolacji dla różnych poziomów napięcia i układów połączeń transformatorów w grupach A i B przedstawiają rysunki 7 i 8.

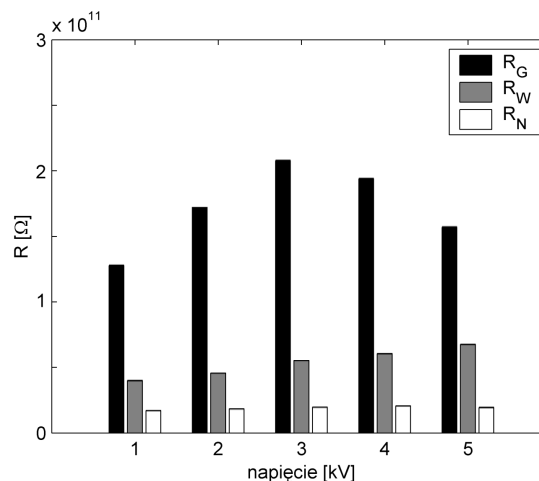
Dla transformatorów typu A rezystancja R_G wyznaczona przy wzrastającym napięciu jest w przybliżeniu stała i wynosi ok. $3,5 \cdot 10^{10} \Omega$. Rezystancje R_W i R_N są w przybliżeniu równe i ich wartości zwiększają się ze wzrostem napięcia od ok. $0,8 \cdot 10^{10} \Omega$ przy napięciu 1 kV do ok. $2 \cdot 10^{10} \Omega$ przy napięciu 5 kV.



Rys.6. Wartości wykładnika n w modelu CvS badanych transformatorów typu A i B dla składowych prądów i_G , i_W , i_N , według schematu z rys. 2.

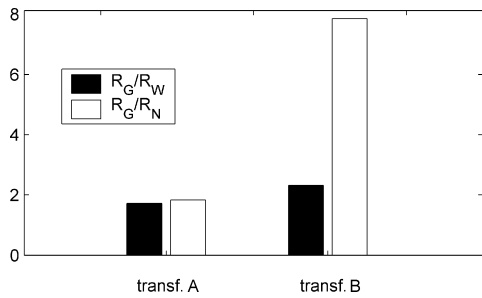


Rys.7. Wyznaczone rezystancje izolacji transformatora typu A dla różnych poziomów napięcia

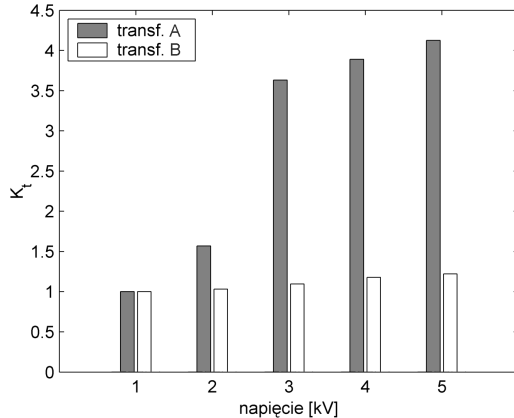


Rys.8. Wyznaczone rezystancje izolacji transformatora typu B dla różnych poziomów napięcia

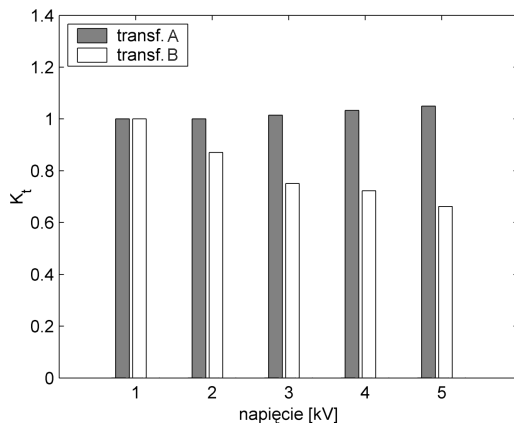
W transformatorach typu B, rezystancja R_G jest w przybliżeniu stała i wynosi ok. $2 \cdot 10^{11} \Omega$. Rezystancje R_W i R_N są w przybliżeniu równe, przy czym rezystancja R_W nieznacznie rośnie ze wzrostem napięcia.



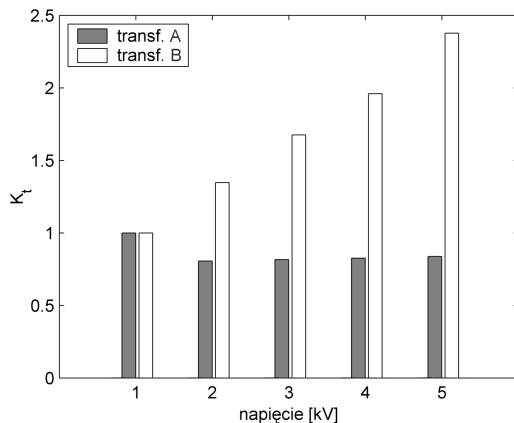
Rys.9. Porównanie wartości rezystancji izolacji głównej R_G normowanej względem rezystancji R_W i R_N



Rys.10. Wartości współczynników nieliniowości prądu dla izolacji głównej (R_G)



Rys.11. Wartości współczynników nieliniowości prądu dla izolacji między uzwojeniem wysokiego napięcia i kadzią transformatora (R_W)



Rys.12. Wartości współczynników nieliniowości prądu dla izolacji między uzwojeniem niskiego napięcia i kadzią transformatora (R_N)

W celu określenia relacji między rezystancjami R_G , R_W i R_N wyznaczono wielkości względne R_G/R_W i R_G/R_N (rys. 9). Ich porównanie (przy napięciu 5 kV) pokazuje dużą wartość R_G/R_N (ok. 8) w transformatorach grupy B (przeznaczonych do eksploatacji) oraz małą wartość (ok. 2) w transformatorach grupy A (po okresie eksploatacji).

Pomiary metodą napięcia stopniowanego pozwalają na określenie nieliniowości zależności $I(U)$ na podstawie obliczonych współczynników K_i (4) (rys. 10, 11 i 12).

Wartość współczynnika K_i dla prądu i_G równa w przybliżeniu 1,5 (grupa B) oznacza praktycznie liniową zależność $i_G(U)$, natomiast malejące z napięciem wartości tego współczynnika dla prądu i_W są efektem zjawisk polaryzacyjnych o długich stałych czasowych.

Wnioski

Porównanie izolacji transformatorów po produkcji z izolacją transformatorów po ponad dwudziestoletniej eksploatacji pozwoliło na określenie zmian wynikających z procesów degradacji. Metody diagnostyczne oparte o pomiary prowadzone przy napięciu stałym i umożliwiające wyznaczenie współczynników nieliniowości pozwalają nie tylko na wnioskowanie oparte o wartość rezystancji izolacji, ale również na ocenę przebiegu polaryzacji i dynamiki zjawisk relaksacyjnych. Badania napięciem stałym stopniowanym mogą dać możliwość rozpoznania mechanizmów zjawisk decydujących o procesach degradacji izolacji transformatorów olejowych w oparciu o pomiary rezystancji w wybranych schematach zastępczych oraz w dłuższym czasie działania napięcia stałego.

Badania prezentowane w referacie były częściowo dofinansowane przez Komitet Badań Naukowych na podstawie umów o badania własne nr: 10.10.120.430 i 10.10.120.432

LITERATURA

- [1] Energopomiar-Elektryka Gliwice, Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów, Gliwice 2001
- [2] PKN, PN-E-04700 Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych. Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych, Polski Komitet Normalizacyjny, luty, 1998
- [3] Słowikowski J., Zawilgocenie transformatora: przyczyny, skutki, współczesne kryteria oceny, Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Transformatory w Eksploatacji”, Sieniawa, 2003
- [4] Neagu E. R., Neagu R. M., New method for analysis of isothermal discharging current, *Thin Solid Films*, 358, 283-291, 2000.
- [5] Ban D., Cettolo M., Miletič B., Electrical motor insulation conditions DC testing, *IEEE Trans. on DEI*, vol. 5, no. 6, 917-921
- [6] Subocz J., Rozproszenie dielektryczne w izolacji maszyn WN. Pomiary eksploatacyjne, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. LXXVIII, n.103/2002, 270-273
- [7] Florkowska B., Podstawy metod badań układów izolacyjnych wysokiego napięcia, Kraków, *Wyd. AGH* 1991
- [8] Skubis J., Wybrane zagadnienia z techniki i diagnostyki transformatorów, Opole, *Wyd. Politechniki Opolskiej*, 1998

Autorzy: dr hab. inż. Barbara Florkowska prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektroenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, E-mail: beflor@agh.edu.pl; mgr inż. Andrzej Jackowicz-Korczyński, E-mail: ajk@agh.edu.pl; mgr inż. Rafał Tarko, E-mail: rtarko@agh.edu.pl; mgr inż. Janusz Oleksa, Zakład Energetyczny Kraków S.A., ul. Dajwór 5, Kraków.