

# Diagnostyka transformatorów

Tadeusz Glinka, Sławomir Szymaniec

W literaturze [6.4, 6.11] wyróżnia się cztery grupy transformatorów trójfazowych w zależności od mocy znamionowej i napięcia:

- grupa I – transformatory olejowe o napięciu górnym 220 kV i wyższym lub o mocy znamionowej 100 MVA i wyższej bez względu na napięcie;
- grupa II – transformatory olejowe o mocy znamionowej większej niż 2,5–100 MVA, nie zaliczone do grupy I;
- grupa III – transformatory olejowe o mocy znamionowej do 2,5 MVA;
- grupa IV – transformatory w izolacji suchej zwykle i kompozytowe.

Transformatory po wyprodukowaniu są magazynowane, transportowane, instalowane na stanowiskach pracy i uruchamiane. Wszystkie te czynności powinny być wykonane zgodnie z instrukcją producenta podaną w dokumentacji techniczno-ruchowej, tzw. DTR.

Transformatory olejowe mają trzy podzespoły, które determinują ich poprawną i niezawodną pracę:

- transformator właściwy składający się z rdzenia, uzwojeń i układu izolacyjnego umieszczonych w kadzi olejowej;
- izolatory przepustowe i przekładniki prądowe zabudowane na kadzi transformatora;
- przełącznik zaczełów umieszczony w kadzi transformatora w oddzielnej komorze.

W diagnostyce należy zwrócić uwagę na te podzespoły transformatora, które mogą ulec uszkodzeniu, a wiedzę o tym czerpie się ze statystyki uszkodzeń. Postępująca utrata sprawności technicznej, prowadząca w konsekwencji do awarii transformatora, może być spowodowana:

- przegrzaniem izolacji papierowej;
- elektrycznymi wyładowaniami niepełnymi w izolacji;
- zesterzeniem się izolacji papierowo-olejowej;
- zawilgoceniem izolacji papierowo-olejowej;
- zanieczyszczeniem oleju cząstkami stałymi;
- obecnością korozyjnych związków siarki w oleju;
- zniszczeniem izolacji na blachach magnetycznych rdzenia;
- uszkodzeniem izolatorów przepustowych;
- niesprawnością przełączników zaczełów.

W warunkach eksploatacyjnych występują także awarie transformatorów technicznie sprawnych, zwykle spowodowane warunkami anormalnymi lub zdarzeniami nagłymi. Przypadki takie zostaną także przedstawione.

## 1. Diagnostyka offline oparta na badaniach okresowych oleju

Układ izolacyjny papierowo-olejowy uzwojeń transformatorów ma klasę cieplną A (105°C), przy czym dopuszczalna temperatura oleju będącego w kontakcie z powietrzem (tlenem) nie powinna przekraczać 95°C. Temperatura oleju 110°C już

powoduje znaczne przyspieszenie procesu starzenia się oleju. Transformatory olejowe eksploatowane zgodnie z Ramową Instrukcją Eksploatacji [6.14] pracują bezawaryjnie 30 i więcej lat. Takich transformatorów zainstalowanych w energetyce jest około 40%. Powolne starzenie się układu izolacyjnego jest zjawiskiem normalnym, związanym z czasem eksploatacji transformatora. Proces starzenia może ulec przyspieszeniu wskutek okresowego wzrostu temperatury uzwojeń i rdzenia ponad podane wartości graniczne dla izolacji klasy A. Przyspieszenie starzenia się izolacji papierowo-olejowej powodują także impulsy komutacyjne napięcia energoelektronicznych przemienników częstotliwości, drgania mechaniczne rdzenia i uzwojeń, utlenianie się oleju pod wpływem kontaktu z powietrzem atmosferycznym.

Układ izolacyjny transformatorów charakteryzują: wytrzymałość dielektryczna (napięcie przebicia), rezystywność izolacji, tangens kąta strat mocy ( $\text{tg}\delta$ ), podatność na wyładowania niepełne. Napięcie przebicia papieru nawojowego nasyczonego olejem silnie zależy od wilgotności. W procesie technologicznym transformatora izolacja papierowa jest suszona tak, aby zawartość wilgoci była mniejsza od 0,5%. Przy zawartości wilgoci papieru większej niż 3% napięcie przebicia zmniejsza się ponad 10% w stosunku do stanu wyjściowego. Występowanie wyładowań niepełnych powoduje, że w układzie izolacyjnym wydziela się wodór  $\text{H}_2$  i jego związki: metan  $\text{CH}_4$ , węglowodory parafinowe oraz węglowodory nienasycone, na przykład acetylen  $\text{C}_2\text{H}_2$ . Duże wartości pochodnej napięcia na układzie izolacyjnym (np. generowane przez komutację zaworów energoelektronicznych) intensyfikują wyładowania niepełne, co w sposób znaczący przyspiesza wydzielanie się wodoru i jego związków. Na proces starzenia się oleju wpływa także temperatura uzwojeń i drgania.

Badania diagnostyczne transformatora offline wykonuje się okresowo poprzez analizę chromatograficzną gazów rozpuszczonych w oleju (ang. *dissolved gas analysis*, analiza DGA) i oznaczenie ich składu oraz koncentracji. Pobieranie oleju do badań i badania zawartości gazów w oleju wykonuje się zgodnie z zaleceniami podanymi w normach [6.7, 6.12]. Badania przeprowadza się w aparaturze chromatograficznej umożliwiającej pozyskanie w próżni gazu z oleju oraz jego analizę. Diagnostykę oleju transformatora przeprowadza się, oznaczając zawartości: wodoru, tlenu i dwutlenku węgla oraz węglowodorów: metanu, etanu, etylenu, acetyleny, propanu, propylenu i butanu. Ilość gazu wydzielonego z oleju oraz koncentrację poszczególnych składników gazowych, po przeliczeniu na ciśnienie 101,3 kPa i temperaturę 20°C, podaje się w [ $\mu\text{l}/\text{l}$  (ppm)] objętości gazu w stosunku do objętości oleju.

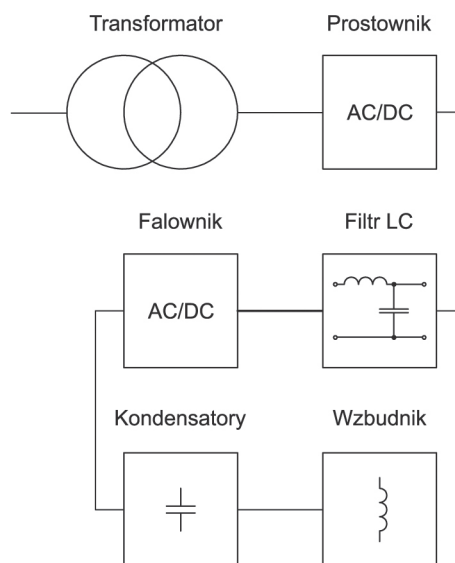
W tabeli 1 podano wartości dopuszczalne zawartości gazów w oleju i przykładowe wyniki analizy chromatograficznej z okresowych badań oleju dwóch transformatorów o zbliżonej mocy

Tabela 1. Przykładowe wyniki analizy chromatograficznej z okresowych badań oleju dwóch transformatorów o zbliżonej mocy znamionowej

Lp.	Składniki gazowe	Wartość dopuszczalna wg Energo-pomiaru - Elektryka	Transformator 1000 kVA	Transformator 670 kVA
			6 kV/400 V	6 kV/590 V
μl/l (ppm)				
1	Wodór - H <sub>2</sub>	350	8	166
2	Metan - CH <sub>4</sub>	200	2	3528
3	Etan - C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	170	1	6195
4	Etylen - C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	260	brak	10860
5	Acetylen - C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	70	brak	10
6	Propan - C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	30	1	2280
7	Propylen - C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	40	2	32720
8	Butan - n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		brak	620
9	Tlenek węgla - CO	260	89	269
10	Dwutlenek węgla - CO <sub>2</sub>	4000	1761	3541
11	Powietrze		52836	54211
12	Suma gazów palnych	2500	103	56648
13	Suma gazów w oleju		54700	114400
14	Ilorazy stężeń koncentracji gazów palnych	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,0	0,92 · 10 <sup>-3</sup>
15		CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	0,25	21,3
16		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0	1,75

znamionowej. Transformator o mocy znamionowej 1000 kVA jest transformatorem rozdzielczym i pracował ponad 10 lat. Podane w tabeli 1 wyniki badań pochodzą z 2013 r. Transformator o mocy znamionowej 670 kVA został wyprodukowany w 2006 r. i zainstalowany w 2007 r. Podane w tabeli 1 wyniki uzyskano na podstawie badań wykonanych w 2012 r., a więc po pięciu latach eksploatacji.

Transformator 1000 kVA ma wszystkie wskaźniki mniejsze od wartości dopuszczalnych, stan techniczny transformatora jest dobry. Transformator o mocy znamionowej 670 kVA ma wskaźniki większe w stosunku do wartości uznawanych za dopuszczalne. Ilorazy stężeń koncentracji gazów palnych w transformatorze 670 kVA (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) świadczą, że lokalnie temperatura izolacji mogła osiągać wartość w przedziale 300–700°C, a spowodowały to warunki pracy transformatora. Transformator trójfazowy o parametrach znamionowych: 670 kVA, 6 kV, 590 V, 64,47 A, 656,6 A, Dy<sub>0</sub>11; u<sub>z</sub>% = 5,85% zasilają cewkę wzbudnika pieca indukcyjnego poprzez przekształtnik energoelektroniczny z wyjściem jednofazowym (3xAC/DC/1xAC) – rys. 1. Piec odlewniczy indukcyjny podgrzewa i topi wsad w zmiennym polu magnetycznym. Strumień magnetyczny jest proporcjonalny do prądu cewki wzbudzającej. Wartość prądu i jego częstotliwość jest regulowana poprzez przekształtnik energoelektroniczny pracujący w układzie PWM (ang. *pulse-width modulation*). Częstotliwość napięcia wyjściowego falownika może być nastawiana w przedziale 70–9600 Hz.



Rys. 1. Schemat układu zasilania pieca indukcyjnego

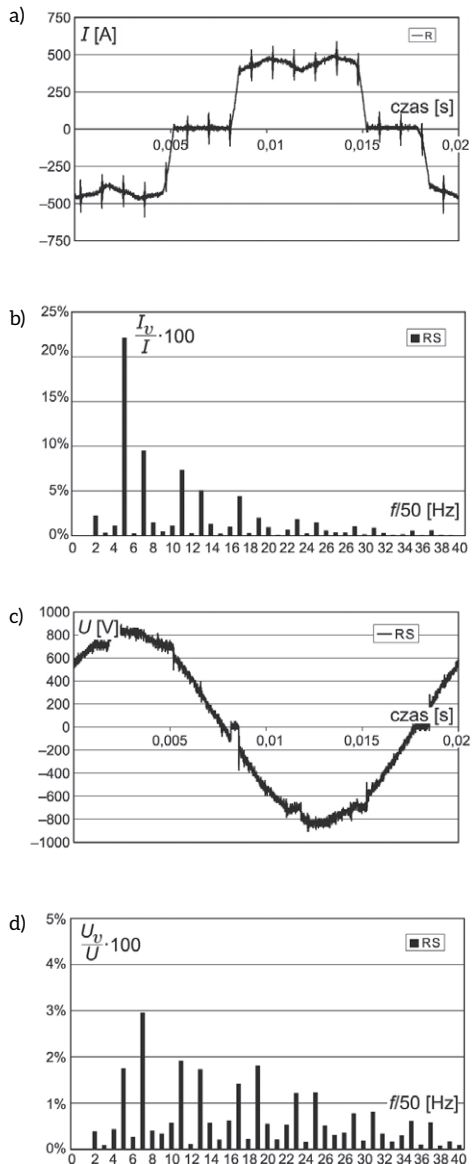
Napięcie zasilania transformatora jest sinusoidalne, zawartość wyższych harmonicznych nie przekracza 2%. Przebiegi prądu po stronie pierwotnej i napięcia po stronie wtórnej transformatora przedstawiono na rys. 2.

Na podstawie zarejestrowanych przebiegów obliczono: współczynnik odkształcenia prądu THDi = 26% i współczynnik odkształcenia napięcia THDu = 5,5%. Współczynnik odkształcenia prądu pobieranego z sieci jest znaczny, natomiast współczynnik odkształcenia napięcia międzyfazowego jest pięciokrotnie mniejszy. W przebiegu prądu (rys. 2 a) są widoczne skokowe zmiany prądu wywołane przełączaniem kluczy energoelektronicznych. Pochodne prądu w punktach komutacyjnych prostowników generują napięcie oddziałujące na układ izolacyjny uzwojeń.

Na rys. 3 przedstawiono przebieg napięcia między fazą uzwojenia a kadzią transformatora i spektrum harmoniczne tego napięcia. Układ izolacyjny uzwojeń transformatora jest poddany działaniu tego napięcia.

Współczynnik odkształcenia napięcia między uzwojeniem nn a kadzią transformatora THDiz = 113%, lecz nie współczynnik odkształcenia wpływa na przyspieszone starzenie układu izolacyjnego, a szybkość (pochodna) zmiany napięcia. Pochodna zmiany napięcia na układzie izolacyjnym uzwojenia, w czasie komutacji zaworów energoelektronicznych, wynosi 1100 V/ms. Dla porównania maksymalna szybkość zmiany napięcia w układzie izolacyjnym transformatora, przy napięciu sinusoidalnym, wynosi: po stronie wtórnej 0,15 V/ms, a po stronie pierwotnej 1,54 V/ms.

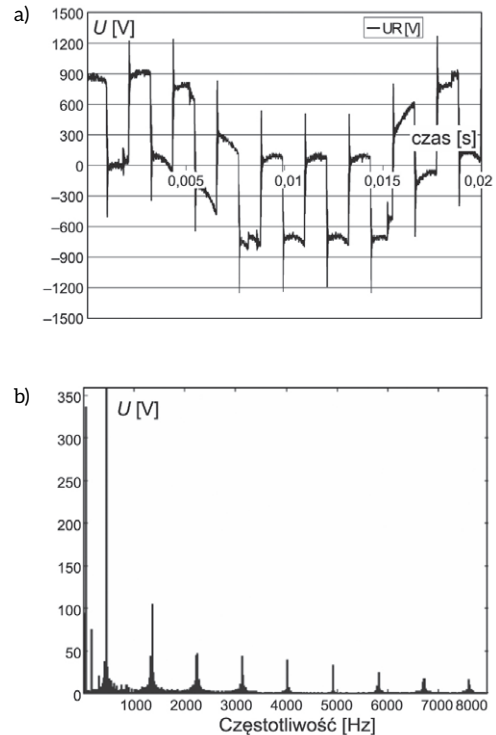
Szybkość zmiany impulsów napięcia w układzie izolacyjnym jest 700 razy większa niż szybkość zmiany napięcia w transformatorach energetycznych pracujących przy obciążeniu prądem sinusoidalnym. Impulsy te powtarzają się z częstotliwością komutacji zaworów energoelektronicznych i one determinują



**Rys. 2.** Przebieg prądu pierwotnego i napięcia wtórnego transformatora 670 kVA: a) przebieg czasowy prądu; b) wyższe harmoniczne prądu; c) przebieg napięcia międzyfazowego; d) wyższe harmoniczne napięcia

przyspieszone starzenie się izolacji papierowej. Układ izolacyjny między uzwojeniem a kadzią transformatora jest układem szeregowym: papier – olej. Papier ma względną przenikalność elektryczną ok. 10 razy mniejszą od oleju i jest bardziej niż olej podatny na degradację.

Wytrzymałość elektryczna papieru jest współzależna od wytrzymałości mechanicznej na rozerwanie, a ta zależy od długości łańcucha celulozy, to jest stopnia polimeryzacji DP. Zmniejszenie wytrzymałości papieru na rozerwanie o 50% w stosunku do wytrzymałości papieru nowego odpowiada 50-procentowemu zużyciu izolacji. Zmniejszenie wytrzymałości na rozerwanie do 20% wytrzymałości izolacji nowej jest uważane za 100-procentowe zużycie elektryczne. Procesowi starzenia się izolacji zwojowej transformatora towarzyszy powstawanie związków furanu, które są produktami degradacji



**Rys. 3.** Napięcie między uzwojeniem nn a kadzią transformatora: a) przebieg; b) rozkład harmoniczny

cieplnej lub hydrolytycznej celulozy rozpuszczonej w oleju. Oznaczenie ilości furanu znajdującego się w oleju jest pomocne w ocenie stopnia zesterzenia izolacji celulozowej transformatora. Związki furanu powstają wyłącznie w wyniku degradacji papieru (celulozy) i są możliwe do wykrycia w oleju transformatora. Określenie ilościowe związków furanu w [ $\mu\text{l/l}$  (ppm)] daje informację o stopniu zużycia izolacji papierowej bez konieczności wykonania badań inwazyjnych poprzez badania stopnia polimeryzacji DP próbek papieru zdjętego z uzwojeń transformatora. Badania wykonuje się zgodnie z normą [6.3] przez ekstrakcję furanu za pomocą acetonitrylu. W celu wykrycia obecności poszczególnych związków furanu ekstrakt poddaje się analizie na chromatografii cieczowym wysokiej rozdzielczości HPLC.

Występuje pięć związków furanu w postaci: 2-furfuralu, 5-hydroksymetylo-2-furfuralu, alkoholu 2-furfurylowego, 2-acetylofuranu, 5-metylo-(2-furfuralu). Ze względu na zesterzenie cieplne izolacji papierowej najważniejszym związkiem dla diagnostyki jest wskaźnik 2FAL (2-furfural), który jest dobrze skorelowany z wytrzymałością mechaniczną celulozy. Wyznaczone w próbkach oleju badanego transformatora o mocy znamionowej 670 kVA zawartości związków furanu zamieszczono w tabeli 2.

Na podstawie wykonanych przez Energopomiar-Elektrykę badań statystycznych około tysiąca transformatorów energetycznych określono wskaźniki 2FAL w oleju transformatorowym charakteryzujące stopień zesterzenia izolacji papierowej – tabela 3.

Tabela 2. Zawartość związków furanu w oleju transformatora 670 kVA

Związki furanu	Wyniki pomiarów
	$\mu\text{l/l}$ (ppm)
2FAL (2-furfural)	6,96*
5HMF (5-hydroksymetylo-2-furfural)	0,21
2FOL (alkohol 2-furfurylowy)	0,40
2ACF (2-acetylofuran)	0,05
5MEF (5-metylo-2-furfural)	0,16

\* Wartość związku 2FAL > 5 wskazuje na bardzo wysoki stopień degradacji celulozy

Tabela 3. Wskaźniki 2FAL w oleju charakteryzujące stopień zesterzenia izolacji papierowej

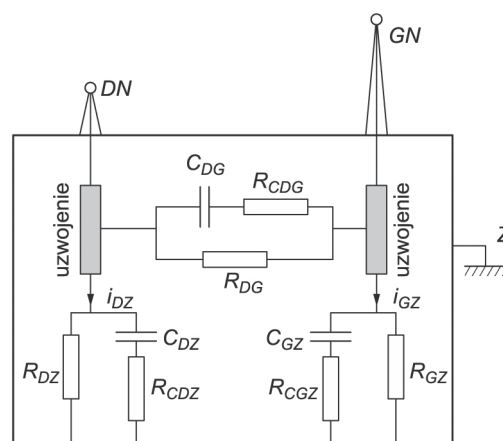
Zawartość 2FAL w oleju transformatora	Ocena stopnia zesterzenia izolacji papierowej
ppm	
0,00	brak zesterzenia
0,01-0,20	początkowy stopień zesterzenia, nieskutkujący negatywnymi zmianami wytrzymałości mechanicznej celulozy
0,20-1,00	starzenie naturalne wywołujące stopniowo negatywne zmiany w wytrzymałości mechanicznej celulozy; typowe dla większości transformatorów w eksploatacji
1,01-2,00	znaczny stopień zesterzenia w transformatorach o długotrwałej eksploatacji, często z rozwijającymi się uszkodzeniami typu niskotemperaturowych przegrzań wewnętrznych; występują także inne związki podane w tabeli 2
> 2,01	zaawansowany stopień zesterzenia zazwyczaj o przyspieszonym przebiegu i znaczących przyrostach furanów
> 5,00	prawie zupełny, rzadko spotykany stopień zesterzenia wskazujący na bardzo wysoki stopień degradacji celulozy wskutek wewnętrznego wysokotemperaturowego przegrzania transformatora

## 2. Diagnostyka transformatora na podstawie parametrów układu izolacyjnego

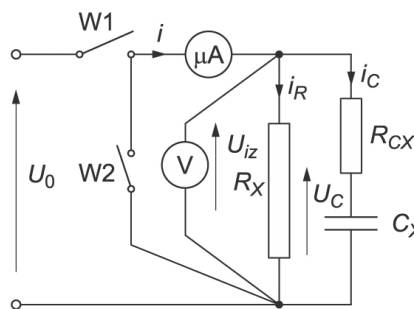
Układ izolacyjny uzwojeń transformatora charakteryzuje się pojemnością i stratnością – rys. 4. Napięcie na uzwojeniu wymusza prądy upływu płynące przez układ izolacyjny uzwojenia:

- $i_{DG}(t)$  między uzwojeniem dolnego napięcia (DN) a uzwojeniem górnego napięcia (GN);
- $i_{DZ}(t)$  między uzwojeniem dolnego napięcia (DN) a ziemią (Z);
- $i_{GZ}(t)$  między uzwojeniem górnego napięcia (GN) a ziemią (Z).

Układ izolacyjny jest wielowarstwowy o parametrach rozłożonych. W literaturze przebiegi napięć i prądów w układzie izolacyjnym interpretuje się poprzez elektryczne schematy zastępcze. Jeden prosty schemat zastępczy nie odtwarza wszystkich stanów napięciowo-prądowych układu izolacyjnego, co zostanie wykazane. Na rys. 5 przedstawiono schemat zastępczy jednej ścieżki układu izolacyjnego, przy czym dla uproszczenia



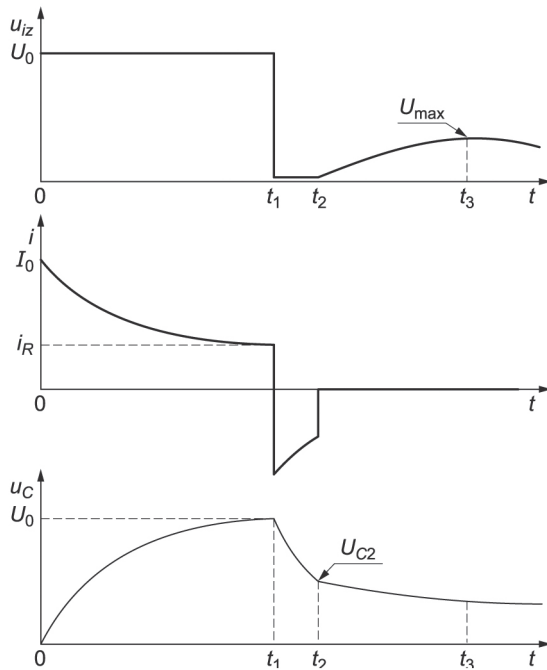
Rys. 4. Elektryczny schemat zastępczy układu izolacyjnego transformatora



Rys. 5. Interpretacja na schemacie zastępczym ładowania i rozładowania układu izolacyjnego napięciem stałym

parametry układu izolacyjnego zapisano:  $R_X$ ,  $C_X$ ,  $R_{CX}$ , gdzie  $X$  dla poszczególnych ścieżek oznacza  $DG$ ,  $DZ$ ,  $GZ$ . Są jeszcze inne ścieżki, niezaznaczone na rys. 4, na przykład:  $D(G+Z)$ ,  $G(D+Z)$ ,  $G(D+E)$ ,  $G(Z+E)$ ,  $D(Z+E)$ , gdzie:  $D$  oznacza uzwojenie dolnego napięcia,  $G$  – górnego napięcia,  $E$  – ekran,  $Z$  – ziemię (każdy transformatora). Parametry układu izolacyjnego  $R_X$ ,  $C_X$ ,  $R_{CX}$  można badać napięciem stałym bądź napięciem przemiennym.

Badanie napięciem stałym polega na skokowym załączeniu (w chwili  $t = 0$ ) napięcia stałego  $U_0$  na nienaładowany układ izolacyjny i rejestracji przebiegu prądu  $i(t)$  i napięcia  $u_{iz}(t)$  w układzie pomiarowym jak na rys. 5. Po ustaleniu się prądu, co trwa ok. 300 s (jest to chwila  $t_1$ ), wyłącza się napięcie  $U_0$  (wyłącznikiem  $W1$ ) i zwiera się układ izolacyjny (wyłącznikiem  $W2$ ). Czas zwarcia układu izolacyjnego trwa do chwili  $t_2$  i wynosi:  $\Delta t_z = t_2 - t_1$ . Czas  $\Delta t_z$  może wynosić od kilku do kilkudziesięciu sekund, jest to zależne od mocy i napięcia znamionowego uzwojenia i od stanu technicznego układu izolacyjnego. Napięcie na pojemnościach wewnętrznych układu izolacyjnego w czasie zwarcia zmniejsza się do wartości  $U_{C2}$ . Po rozwarciu układu izolacyjnego w czasie  $t_2$  (wyłącznikiem  $W2$ ) napięcie na układzie izolacyjnym  $u_{iz}(t)$  odbudowuje się do



Rys. 6. Przebiegi: napięcia na układzie izolacyjnym  $u_{iz}(t)$ , prądu ładowania  $i(t)$  i napięcia na pojemności układu izolacyjnego  $u_C(t)$

wartości maksymalnej  $U_{max}$ , którą to wartość osiąga w czasie  $t_3$ . W literaturze napięcie to jest także nazywane napięciem powrotnym. Następnie napięcie powrotne zmniejsza się powoli do zera, układ izolacyjny samoistnie rozładowuje się. Obrazowo przebiegi czasowe: napięcia na układzie izolacyjnym  $u_{iz}(t)$  i prądu  $i(t)$ , wielkości mierzone miernikami V,  $\mu A$ , oraz napięcie na pojemności  $u_C(t)$ , wielkość niemierzalna, przedstawiono na rys. 6.

### Badanie napięciem stałym

Przebiegi napięcia  $u_{iz}(t)$  i prądu  $i(t)$ , w przedziale czasowym  $0 \leq t < t_1$ , w sposób poprawny symuluje schemat zastępczy przedstawiony na rysunku 5.

$$\left. \begin{aligned} u_{iz}(t) &= U_0 \\ i(t) &= I_R + (I_0 - I_R)e^{-\frac{t}{T_1}} \\ u_C &= U_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}\right) \\ T_1 &= R_{CX} C_X \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

W diagnostyce układu izolacyjnego wykorzystuje się przebiegi napięcia  $u_{iz}(t)$  i prądu  $i(t)$  do wyznaczenia współczynnika absorpcji izolacji. Współczynnik absorpcji wyznacza się z pomiaru wartości napięcia  $U_0$  i prądu po 15 i 60 sekundach (lub też po 300 s, względnie 600 s), licząc od chwili załączenia napięcia, to jest  $I_{15}$  i  $I_{60}$ .

$$\left. \begin{aligned} \frac{I_{15}}{I_{60}} &= \frac{R_{60}}{R_{15}} \\ R_{15} &= \frac{U_0}{I_{15}} \\ R_{60} &= \frac{U_0}{I_{60}} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Jeśli stan ustalony uzyskuje się po 300 s lub 600 s, to w równaniu (2) zamiast 60 należy podstawić 300 bądź 600.

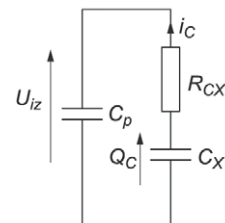
Z punktu widzenia elektrotechniki rezystancje  $R_{15}$  i  $R_{60}$  w równaniach (2) zawierają także pojemności, nie są to czyste rezystancje, jednak w praktyce diagnostycznej izolacji transformatorów i maszyn elektrycznych nazwa ta jest powszechnie używana.

Przebiegi napięcia  $u_{iz}(t)$  i prądu  $i(t)$  w przedziale czasowym  $t_1 < t < t_2$  także w sposób poprawny symuluje schemat zastępczy jak na rys. 5.

$$\left. \begin{aligned} u_{iz}(t) &= 0 \\ i(t) &= (I_0 - I_R)e^{-\frac{t}{T_1}} \\ u_C(t) &= U_0 e^{-\frac{t}{T_1}} \\ T_1 &= R_{CX} C_X \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Schemat zastępczy z rys. 5 nie odtwarza, w przedziale czasowym  $t_2 < t < t_3$ , przebiegu odbudowy napięcia  $u_{iz}(t)$ . Na pojemności układu izolacyjnego jest zgromadzony ładunek elektryczny  $Q_C$ , który po rozwarciu układu izolacyjnego wymusza przebieg odbudowy napięcia od zera do wartości  $U_{max}$ . W tym przypadku przebieg zjawiska można opisać innym schematem zastępczym, na przykład schematem przedstawionym na rys. 7.

Rys. 7. Schemat zastępczy układu izolacyjnego do interpretacji zjawiska odbudowy napięcia



Równania opisujące zjawisko odbudowy napięcia:

$$\left. \begin{aligned} Q_C &= C_X U_{C2} \\ u_{iz}(t) &= U_{max} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_2}}\right) \\ i_C(t) &= \frac{C_p U_{max}}{T_2} e^{-\frac{t}{T_2}} \\ T_2 &= R_X (C_X + C_p) \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Przebieg napięcia  $u_{iz}(t)$  w przedziale czasowym  $t_3 < t < \infty$  także w sposób poprawny symuluje schemat zastępczy jak na rys. 5.

$$\left. \begin{aligned} u_{iz}(t) &= U_{max} \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_3}} \right) \\ T_3 &= (R_X + R_{CX})C_X \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Wszystkie oznaczenia we wzorach są podane na rys. 5, 6, 7.

**Przykład 1**

Stan ustalony uzyskuje się po 300 s. Parametrami diagnostycznymi przy badaniach układu izolacyjnego napięciem stałym są:

- rezystancje  $R_{15}$  i  $R_{60}$  oraz w stanie elektrycznie ustalonym  $R_{300}$ , wyznaczana po czasie 300 s od chwili załączenia napięcia  $U_0$ ;
- współczynniki absorpcji  $R_{60}/R_{15}$  i  $R_{600}/R_{60}$ ;
- czas zwarcia  $T_z$  i wartość maksymalna odbudowanego napięcia  $U_{max}$ .

W tabelach 4 i 5 podano przykładowe wyniki wymienionych parametrów diagnostycznych układu izolacyjnego transformatorów.

**Badanie napięciem przemiennym**

Prąd upływu w układzie izolacyjnym transformatora przy napięciu przemiennym ma dwie składowe: pojemnościową  $i_{CX}(t)$  i rezystancyjną  $i_{RX}(t)$ , gdzie  $X$  oznacza ścieżkę pomiarową: DG, DZ, GZ – rys. 4.

Stosunek wartości skutecznych składowej rezystancyjnej prądu  $I_{RX}$  do składowej pojemnościowej  $I_{CX}$  jest definicją stratności dielektrycznej układu izolacyjnego

$$\text{tg} \delta = \frac{I_{RX}}{I_{CX}} \quad (6)$$

Stratność układu izolacyjnego jest interpretowana na schemacie zastępczym uproszczonym do dwóch elementów  $R_X$  i  $C_X$  połączonych równolegle bądź szeregowo. Pomiaru  $\text{tg} \delta$  zaleca się wykonywać dla transformatorów [6.7, 6.8] grupy I i II.

W tabeli 6 podano wartości współczynnika stratności autotransformatora o mocy 160 MVA w kolejnych latach eksploatacji [6.3].

W transformatorach nowych pomiar współczynnika  $\text{tg} \delta$  układu izolacyjnego ma na celu ocenę jakości wykonania izolacji oraz stanowi bazę odniesienia w diagnostyce eksploatacyjnej. W diagnostyce eksploatacyjnej ważne jest śledzenie zmian współczynnika  $\text{tg} \delta$  w czasie w porównaniu ze stanem wyjściowym. Współczynnik  $\text{tg} \delta$  mierzony w kolejnych latach zawiera zatem informację o postępującej zmianie właściwości układu izolacyjnego. Współczynnik  $\text{tg} \delta$  umożliwia także wykrycie postępującego zawilgocenia izolacji i pojawiającego się zanieczyszczenia oleju. Wadą pomiarów  $\text{tg} \delta$  jest sumaryczny charakter informacji (informacja dotyczy zmian zachodzących w całej objętości układu izolacyjnego);  $\text{tg} \delta$  nie ujawnia miejscowego osłabienia izolacji, a prawdopodobieństwo przebicia

**Tabela 4.** Wyniki pomiarów rezystancji izolacji nowego transformatora 25 MVA (pomiar wykonano w temperaturze 29°C)

Ścieżka pomiarowa	Rezystancja w [MΩ] po czasie w [s]			$R_{60}/R_{15}$	$R_{300}/R_{60}$
	15	60	300		
G(D+Z)	4200	6600	12500	1,53	1,89
D(G+Z)	1600	3200	9000	2,00	2,81
G(D+E)	31000	65000	100000	2,12	1,54
G(Z+E)	2100	2400	2600	1,14	1,08
D(Z+E)	3000	4500	9500	1,50	2,11

**Tabela 5.** Wyniki pomiarów rezystancji izolacji transformatora 31,5 MVA (po 37 latach eksploatacji, pomiar wykonano w temperaturze 30°C)

Ścieżka pomiarowa	Rezystancja w [MΩ] po czasie w [s]			$R_{60}/R_{15}$	$R_{300}/R_{60}$
	15	60	300		
G(D+Z)	33	34	35	1,03	1,03
D(G+Z)	18	19	20	1,05	1,05
G(D+E)	45	48	48	1,07	1,00
G(Z+E)	100	110	111	1,10	1,01
D(Z+E)	35	36	36	1,03	1,00

**Tabela 6.** Współczynnik stratności  $\text{tg} \delta$  przeliczony na temperaturę 30°C [6.3]

Lata eksploatacji	$\text{tg} \delta$ w [%] w temperaturze umownej 30°C			Uwagi
	Ścieżka pomiarowa			
	G(D+E)	G(D+Z)	D(G+Z)	
0		0,58		Wyniki badań właściwości oleju po 16 latach eksploatacji pokazują, że osiągnięte zostały wartości graniczne
1	0,24	0,80	0,40	
5,5	0,38	1,24	0,76	
11,2	0,65	1,99	1,46	
16	0,95	2,6	1,94	
22,5	3,95	4,89	3,85	

układu izolacyjnego jest zwykle miejscowe. Wartość współczynnika  $\text{tg} \delta$  w diagnostyce izolacji jest tylko jednym ze wskaźników oceny stanu technicznego izolacji.

**3. Diagnostyka przełącznika zaczepów**

W transformatorach energetycznych rozdzielczych jest wymagana regulacja napięcia. Regulacja ta odbywa się poprzez zmianę liczby zwojów jednego z uzwojeń, najczęściej uzwojenia o wyższym napięciu. Rozpatrywane uzwojenie na końcu z określonej partii zwojów ma wyprowadzone zaczepty, które są połączone z przełącznikiem zaczepów. Stosowane są trzy rodzaje

zaczepów regulacyjnych napięcia pod obciążeniem: liniowe, odwrócone (plus/minus) i zgrubno-dokładne. Konstrukcja przełączników zaczepów jest dostosowana do tego sposobu regulacji napięcia. Przełącznik zaczepów jest umieszczony w kadzi transformatora w oddzielnej komorze wypełnionej olejem transformatorowym.

Zaczepy liniowe są usytuowane na końcu uzwojenia fazowego. Zakres regulacji napięcia jest równy napięciu na zaczepie uzwojenia. Przełączanie jest realizowane na przełączniku liniowym typu L (bez wybieraka przełączającego).

Uzwojenie regulacyjne plus/minus nie jest na trwałe galwanicznie połączone z uzwojeniem fazowym. Przełącznik zaczepów typu R jest wyposażony w wybierak do przełączania plus/minus uzwojenia regulacyjnego. Zakres regulacji napięcia jest dwukrotnie większy od wartości napięcia uzwojenia regulacyjnego.

Uzwojenie regulacyjne zgrubno-dokładne jest podzielone. Zaczep do regulacji zgrubnej jest wyprowadzony z uzwojenia fazowego, a uzwojenie do regulacji dokładnej jest wydzielone i nie jest galwanicznie połączone z uzwojeniem fazowym. Wybierak przełączający do przełączania zgrubno-dokładnego jest typu D. Zakres regulacji napięcia jest równy sumie napięcia na zaczepie zgrubnym i na zaczepach dokładnych.

Użytkownik transformatora nie musi wiedzieć, jaki rodzaj regulacji napięcia i jaki przełącznik jest w transformatorze. Każdy z przełączników zaczepów ma elektryczne styki przełączające i elektromechaniczny układ napędowy, które z czasem zużywają się i mogą ulec awarii w czasie eksploatacji. Przyczyną uszkodzenia może być zbyt delikatna konstrukcja przełącznika bądź intensywne jego eksploatacja. Przeciężenia prądowe powodują przegrzewanie się styków, a przepięcia i iskrzenie opalanie styków. Duża liczba przełączeń powoduje ścieranie się elementów przełączających i elementów mechanicznych, utratę tolerancji i powstawanie luzów. Iskrzenie i łuk elektryczny powstające w czasie przełączania styków powodują degradację izolacji przełącznika i oleju.

Cena przełącznika zaczepów stanowi mniej niż 10% ceny transformatora, natomiast przełącznik zaczepów determinuje w dużym stopniu, nieproporcjonalnym do ceny, niezawodność pracy transformatora. Diagnostyka przełącznika zaczepów obejmuje:

- pomiar online temperatury oleju;
- badanie DGA oleju;
- pomiar rezystancji styków przełącznika;
- pomiar czasów własnych przełącznika;
- sprawdzenie działania układu napędowego.

Pomiar temperatury oleju w kadzi transformatora i w komorze przełącznika zaczepów jest prowadzony w sposób ciągły. W stanie normalnym, gdy przełącznik jest sprawny, temperatura oleju w komorze przełącznika jest niższa niż temperatura oleju w kadzi transformatora. Jeśli jest inaczej, to jest to pierwszy sygnał o niesprawności przełącznika zaczepów.

Badania DGA oleju w komorze przełącznika są prowadzone okresowo, podobnie jak oleju w kadzi transformatora, a zostały one omówione w p. 1.

Pomiar rezystancji styków przełącznika jest wykonywany poprzez pomiar rezystancji uzwojenia przy położeniu przełącznika zaczepów na kolejnych zaczepach. Pomiar przeprowadza się prądem stałym metodą techniczną. Należy zwrócić szczególną uwagę na bezpieczeństwo. Przy załączaniu napięcia stałego i wyłączaniu prądu we wszystkich uzwojeniach indukują się napięcia. Te napięcia są szczególnie duże przy wyłączaniu prądu. Wszystkie uzwojenia, w których rezystancja nie jest mierzona, powinny być zwarte. Przełącznik zaczepów może być zabudowany na uzwojeniu gwiazdowym transformatora bądź na uzwojeniu trójkątnym. Mierzy się wówczas rezystancję fazową  $R_{A0}$ ,  $R_{B0}$ ,  $R_{C0}$  bądź międzyfazową  $R_{AB}$ ,  $R_{BC}$ ,  $R_{CA}$ . Różnica w wartościach rezystancji na poszczególnych zaczepach i fazach uzwojenia przekraczająca 5% może świadczyć o powiększonej wartości rezystancji styku na zaczepie.

Pomiar czasów przełączania przeprowadza się poprzez rejestrację prądu stałego w czasie przełączania zaczepów od minimalnego do maksymalnego. Jeśli przełącznik zaczepów znajduje się na uzwojeniu gwiazdowym z wyprowadzonym punktem zerowym, to uzwojenia faz A, B, C można połączyć równolegle i zasilić je prądem stałym. Przełączając zaczepy przełącznika, rejestruje się równocześnie prądy  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  w uzwojeniach. Zapis prądów umożliwia zarówno odczyt czasów przełączania zaczepów, jak i równoczesność przełączania zaczepów na poszczególnych fazach. Jeśli uzwojenie regulacyjne jest połączone w trójkąt bądź w gwiazdę bez wyprowadzonego punktu zerowego, to zasila się prądem stałym dwie fazy, kolejno: AB, BC, CA. Degradacja styków i układu mechanicznego przełącznika na poszczególnych fazach zwykle nie jest identyczna. Porównując z sobą zarejestrowane przebiegi prądu i napięcia, można ocenić: wartości rezystancji styków, czasy przełączania i jednoczesność przełączenia na poszczególnych zaczepach w fazach A, B, C. Wyniki te w sumie pozwalają ocenić w sposób jednoznaczny, stan techniczny przełącznika zaczepów.

Układ napędowy przełącznika zaczepów obejmuje: silnik elektryczny zwykle asynchroniczny klatkowy z hamulcem, przekładnię mechaniczną kątową, sprzęgła, wałki napędowe i przeguby. Poprawne działanie układu napędowego można ocenić poprzez zarejestrowanie przebiegów napięcia i prądu silnika w czasie przełączania. Analiza przebiegów napięcia, prądu i mocy i ich porównanie z wynikami wzorcowymi (korzystnie układu nowego) umożliwia ocenę sprawności technicznej układu napędowego. ■

Bibliografia dostępna pod linkiem: [nis.com.pl/bibliografia.html](http://nis.com.pl/bibliografia.html)

Fragment pochodzi z książki: *Eksploatacja i diagnostyka maszyn elektrycznych i transformatorów*, Tadeusz Glinka, Sławomir Szymaniec  
Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2019