

## BADANIA TECHNICZNE TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH

### Streszczenie

*W artykule omówiono powszechnie stosowane badania techniczne transformatorów sieciowych wraz z wybranymi metodami. Ponadto przedstawiono wyniki badań przykładowego transformatora grupy I.*

### WSTĘP

Ważnym aspektem dotyczącym transformatorów jest dbałość o ich zdolność eksploatacyjną. Wynika to z faktu, że transformatory stanowią jeden z najbardziej kosztownych komponentów sieci elektroenergetycznych. Pod pojęciem zarządzania eksploatacją transformatorów kryją się innowacyjne metody dyspozycji, nadzoru, a także sterowania tymi urządzeniami powiązane z coraz dokładniejszą diagnostyką techniczną.

Pod pojęciem diagnostyka należy rozumieć szeroko pojmowane zadania mające na celu uzyskanie wiadomości o stanie obiektu bądź obiektów metodami bezinwazyjnymi lub dopuszczającymi niewielką ingerencję w jego strukturę, ale bez naruszania zasadniczego funkcjonowania wzajemnych połączeń [1]. Do zakresu zadań diagnostycznych można zaliczyć: dobór technik pomiarowych, adekwatnych do ujmowanego defektu, ocenę i interpretację wyników badań oraz prognozowanie zagrożeń, jakie niesie za sobą zdiagnozowane uszkodzenie z punktu widzenia bezpieczeństwa dalszej eksploatacji, a także wypracowanie strategii, co do dalszego postępowania z uszkodzoną jednostką [2]. Wymienione powyżej zadania diagnostyczne zawierają zarówno aspekty techniczne, jak i ekonomiczne, nierozdzielnie związanych ze sobą. Na przykład strategia w zakresie remontów, modernizacji czy też wymiana transformatorów dużego przedsiębiorstwa energetycznego zazwyczaj opiera się na statystyce uszkodzeń oraz ocenie wpływu tych uszkodzeń na dalszą eksploatację. Należy zwrócić jednak uwagę, że nawet pojedyncza diagnoza może inicjować rozważania dotyczące efektów ekonomicznych, zależnych od ryzyka uszkodzenia transformatora, miejsca w sieci danej jednostki, poziomu napięcia i liczby przyłączonych odbiorców [5].

Właściwa realizacja identyfikacji uszkodzenia i jego klasyfikacja, które odgrywają zasadniczą rolę w ocenie stanu technicznego transformatora, wymaga posiadania doświadczonego personelu i wykorzystania specjalnych systemów komputerowych. Są to systemy oparte o dane statystyczne i systemy ekspertowe oraz systemy wykorzystujące odpowiednie algorytmy obliczeniowe, przy czym coraz częściej w systemy diagnostyczne włączane są elementy analizy kosztów i zysków.

### 1. BADANIA TECHNICZNE TRANSFORMATORÓW

Różnorodne badania i pomiary diagnostyczne stanowią podstawę do oceny stanu transformatorów. Obecnie wymagane jest stosowanie innowacyjnych technik oraz narzędzi diagnostycznych, zarówno w zakresie samych pomiarów, ale także opracowania otrzymanych danych.

Celem badań technicznych transformatorów jest przede wszystkim wykrywanie zagrożeń eksploatacyjnych, które mogą przyczynić się do awarii, ale również oszacowanie wytrzymałości transformatora, czego można dokonać poprzez ustalenie jego stanu technicznego.

#### 1.1. Rodzaje badań technicznych transformatorów

Program badań powinno się dostosować do zagrożeń, które mogą wystąpić podczas pracy transformatorów, a także opierać się na sprawdzonych kryteriach ujętych między innymi w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [3].

Ze względu na miejsce oraz czas wykonywania rozróżnia się badania [4]:

- odbiorcze nowych transformatorów,
- wykonywane w miejscu zainstalowania transformatorów,
- okresowe transformatorów,
- poawaryjne transformatorów,
- odbiorcze remontowanych transformatorów.

Powyżej wymienione rodzaje badań wspomagane są metodami diagnostyki technicznej, mającej na celu: wnikliwą kontrolę stanu technicznego transformatora, wykrycie anomalii lub uszkodzeń i ich identyfikację oraz lokalizację, a także klasyfikację stanu technicznego transformatorów w oparciu o uzyskane wyniki [4].

Badania odbiorcze nowych transformatorów w zakładach wytwórczych obejmują pomiary określone normami PN – EN 60076 – 1:2001 Transformatory, Wymagania ogólne; PN – EN 60076 – 1:2001/A1:2002 Transformatory, Wymagania ogólne; PN – EN 60076 - 1:2001/A12:2004 Transformatory, Wymagania ogólne oraz normą PN – 69/E – 04070 Transformatory – Metody badań. Dodatkowo zakres badań odbiorczych nowych transformatorów może być poszerzony o wymagania dodatkowe, określone przez Warunki Odbioru Technicznego opracowane przez Energopomiar [4], a także wymagania specjalne ustalone pomiędzy wytwórcą transformatora i zamawiającym. Są one sprecyzowane w Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia [4]. Wszystkie transformatory, niezależnie od mocy oraz od tego czy są nowe czy naprawiane, czy też przedstawiane z innej stacji lub instalowane z rezerwy magazynowej powinny być przed ich pierwszym załączeniem do pracy poddane badaniom pomontażowym. Celem badań pomontażowych wykonywanych w miejscu zainstalowania transformatorów jest stwierdzenie przydatności transformatora do eksploatacji i upewnienie się, że podczas transportu, magazynowania i montażu na stanowisku nie wystąpiły w transformatorze zmiany lub usterki mogące mieć wpływ na jego niezawodność w eksploatacji. Zakres badań pomontażowych i kryteria oceny zawarte są w normie PN – EN 60156:2008 Ciecze izolacyjne, Określenie napięcia przebicia przy częstotliwości sieciowej, Metoda badań. Zakres pomiarów i prób pomontażowych obejmuje m.in.: oględziny zewnętrzne, pomiar przekładni i rezystancji uzwojeń, sprawdzenie przełącznika zaczepów oraz badanie stanu technicznego uzwojeń, a także właściwości oleju i pomiar rezystancji izolacji rdzenia. Wyniki pomiarów pomontażowych należy porównać z fabrycznym protokołem prób, a w przypadku rozbieżności zaleca się, aby wyniki pomiarów pomontażowych skonsultować z instytucją, która dokonywała odbioru transformatora [4].

Z kolei celem badań okresowych transformatorów jest periodyczna kontrola stanu technicznego transformatorów i określenie

ich przydatności lub ograniczeń do dalszej eksploatacji. Program badań jest zróżnicowany w zależności od podziału transformatorów. W przypadku jednostek grupy I (transformatory olejowe o górnym napięciu znamionowym 220 kV i wyższym lub o mocy 100 MVA i większej) i II (transformatory olejowe o mocy większej niż 1,6 MVA, niezaliczone do grupy I) program ten jest realizowany za pomocą tzw. diagnostyki trójstopniowej. Polega ona na wykorzystaniu przede wszystkim metod badań diagnostycznych nie wymagających wyłączenia transformatora z sieci, natomiast ułatwiających wykrycie uszkodzeń wewnętrznych, które można zauważyć we wczesnych fazach jego rozwoju, obejmujących:

- *Stopień I – Badania podstawowe.* Są one wykonywane co rok w odniesieniu do transformatorów grupy I oraz co dwa lata w przypadku transformatorów grupy II. Oparte są na badaniach, które nie wymagają wyłączenia transformatora z sieci;
- *Stopień II – Badania specjalistyczne.* Ich wykonanie przewiduje się tylko i wyłącznie w przypadku, gdy wyniki badań stopnia I są negatywne bądź występują anomalie w eksploatacji. Następnym jest ustalenie indywidualnego programu badań, który opiera się na badaniach niewymagających wyłączenia transformatora z sieci, jak i wykonanych po jego wyłączeniu;
- *Stopień III – Badania okresowe.* Celem ich jest wykrycie wszelkich zagrożeń transformatorów, przede wszystkim wad ukrytych, które podczas badań I stopnia zostały nie ujawnione. Wykonuje się je na wyłączonym transformatorze, co pięć lat w przypadku transformatorów grupy I i co osiem lat w przypadku transformatorów grupy II. W przypadku transformatorów III grupy badaniom podlegają transformatory olejowe w wykonaniu klasycznym z konserwatorem o mocy od 400 kVA wzwyż. Natomiast jednostki o mocy niższej od 400 kVA z konserwatorem olejowym, a także bez względu na moc, transformatory III grupy w wykonaniu hermetycznym, nie podlegają w eksploatacji pomiarom okresowym. Zakres pomiarów i badań okresowych transformatorów obejmuje m.in.: oględziny zewnętrzne transformatora, badanie właściwości oleju i badania termowizyjne oraz badania podobciążeniowego przełącznika zacze- pów, a także badania stanu mechanicznego uzwojeń i pomiar rezystancji izolacji oraz rezystancji uzwojeń [4].

Badania poawaryjne transformatorów należy wykonywać po samoczynnym wyłączeniu transformatora lub jeżeli istnieje ryzyko, że doszło do wewnętrznego uszkodzenia transformatora. Zakres badań poawaryjnych zaczyna się od oględzin zewnętrznych. Następnie dokonuje się pomiarów wykonywanych przy położeniu przełącznika zacze- pów, na którym podczas awarii pracował transformator (pomiar rezystancji izolacji uzwojeń w układach doziemnych i między uzwojeniami oraz pomiary: prądów magnesujących i przekładni oraz rezystancji uzwojeń). Dodatkowo ważny jest pomiar prądów magnesujących w całym zakresie regulacji. Kolejną czynnością jest stwierdzenie braku przerw pomiędzy określonymi fazami tego samego uzwojenia transformatora w tym też badanie stanu mechanicznego uzwojeń metodą SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) oraz pomiar rezystancji uzwojeń w całym zakresie regulacji. Oszacowanie stanu technicznego podobciążeniowego przełącznika zacze- pów oraz sprawdzenie przekładni w całym zakresie regulacji to końcowe działania wykonywane przy badaniu poawaryjnym transformatorów. Dodatkowo zaleca się analizę składu gazu rozpuszczonego w oleju oraz badanie właściwości izolacyjnych oleju [4].

Ostatnią grupę badań technicznych transformatorów stanowią badania odbiorcze transformatorów po remoncie lub naprawie. Każdorazowo, po przeprowadzonym remoncie lub naprawie w miejscu zainstalowania, podczas której czynności konserwacyjno – remontowe obejmowały ingerencję w części wyjmowane, konieczne

jest wykonanie badań kontrolnych, potwierdzających możliwość włączenia jednostki do eksploatacji. Po każdym remoncie transformatora, który wykonano w zakładzie remontowym wymagającym rozplecenia jarzma powinno się wykonać badania i pomiary takie jak: oględziny zewnętrzne transformatora, a także osprzętu, pomiar przekładni oraz sprawdzenie grupy połączeń, pomiar prądów magnesujących i pomiar rezystancji uzwojeń. Ponadto należy przeprowadzić badanie rezystancji izolacji uzwojeń, współczynnika strat dielektrycznych  $\tan\delta$  i pojemności, uwzględniając również pomiar wyładowań niezupełnych transformatorów grupy I i II. Następnie powinno się wykonać badanie podobciążeniowego przełącznika zacze- pów i wybieraka, próby napięciowe i stanu jałowego oraz próbę stanu zwarcia, a także analizę składu gazu rozpuszczonego w oleju i badanie właściwości oleju [4].

Badania i próby składające się na kompleksową ocenę transformatorów należą do innowacyjnych metod diagnostycznych. Część z nich jest intensywnie rozwijana, dlatego też do warunków koniecznych w sporządzeniu rzetelnej oceny należy zaliczyć wysokie kwalifikacje kadry, a także zespołu ekspertów. Ważna jest również odpowiednia aparatura.

## 1.2. Wybrane metody badań technicznych transformatorów

Transformatory, zważywszy na skomplikowaną budowę (pod względem technicznym), a także to, że są jednym z fundamentalnych elementów systemu elektroenergetycznego, muszą być odpowiednio diagnozowane. Właściwa ocena przekłada się głównie na sprawną pracę transformatora, ale także wydłuża czas pracy, nawet o kilkanaście lat. Pomocne są tu innowacyjne techniki pomiarowe oraz diagnostyczne, ale także systemy monitoringu. Odpowiednie kryteria mają potwierdzić w jakim stanie znajduje się urządzenie oraz stwierdzić jego przydatność eksploatacyjną [3].

Celem badań jest okresowa kontrola stanu technicznego transformatora, a zakres wybranych metod badań obejmuje m. in.:

- oględziny zewnętrzne,
- pomiar współczynnika  $\tan\delta$  i pojemności Cx izolatorów przepustowych,
- pomiar współczynnika  $\tan\delta$  i pojemności Cx uzwojeń,
- pomiar prądów magnesujących,
- pomiar rezystancji izolacji uzwojeń,
- pomiar rezystancji uzwojeń,
- badanie podobciążeniowego przełącznika zacze- pów.

Oględziny zewnętrzne podczas badań transformatorów należy wykonywać zgodnie z normą PN – EN 60076 – 1:2001/A1:2002 *Transformatory, Wymagania ogólne* oraz fabrycznymi DTR (Dokumentacjami Techniczno – Ruchoowymi).

W celu sprawdzenie stanu technicznego izolatorów przepustowych tzn. stopnia degradacji materiałów izolacyjnych, stopnia zawilgocenia układu izolacyjnego itp. w praktyce eksploatacyjnej wykonuje się m.in. oględziny zewnętrzne izolatorów, pomiar współczynnika strat dielektrycznych  $\tan\delta$  oraz pojemności Cx, a także pomiar rezystancji izolacji zacisku pomiarowego [4].

Podczas oględzin zewnętrznych trzeba sprawdzić przede wszystkim: poziom oleju lub jego ciśnienie oraz czytelność okienek rewizyjnych na izolatorze przepustowym, stan porcelany bądź innego tworzywa (np. silikonu, z którego wykonana jest zewnętrzna część izolatora), szczelność izolatora i poprawność mocowania zacisku liniowego oraz należyty stan techniczny zacisku pomiarowego, a także stopień zabrudzenia powierzchni zewnętrznej izolato- ra.

Stan izolatora przepustowego można uznać za dobry, jeżeli podczas wykonywania sprawdzenia wg. powyższego wykazu nie stwierdza się występowania żadnej anomalii. Dla oceny stanu technicznego izolatora przepustowego transformatora wykonuje się

pomiary wskaźników dielektrycznych z wykorzystaniem przystosowanego do tego celu zacisku pomiarowego izolatora. Pomiar współczynnika  $\tan\delta$  oraz pojemności  $C_x$  izolatorów przepustowych wykonuje się w temperaturze nie mniejszej niż  $+5^\circ\text{C}$  oraz przy ustalonej temperaturze izolatorów. Układy stosowane w tych pomiarach to: ekranowy UST (Ungrounded Specimen Test) – zacisk liniowy w odniesieniu do izolowanego zacisku pomiarowego mierzy się napięciem 10 kV, doziemny GST (Grounded Specimen Test) – zacisk pomiarowy w odniesieniu do uziemionego zacisku liniowego mierzy się napięciem do 2 kV. Przekroczenie tego napięcia lub nieprawidłowe uziemienie po pomiarach lub innych pracach może doprowadzić do uszkodzenia punktu pomiarowego i w konsekwencji do awarii przepustu.

Wartościami odniesienia dla otrzymywanych wyników powinny być wyniki otrzymane przy próbach odbiorczych izolatora. Dla poprawnej interpretacji wyników pomiarów uzyskiwanych w trakcie eksploatacji izolatorów przepustowych, przy ich ocenie należy uwzględnić i odnieść je do wartości podanych w protokole prób fabrycznych i/lub zaleceń producenta izolatorów oraz wyników pomiarów izolatorów zamontowanych na tym samym transformatorze na różnych fazach uzwojenia (pod warunkiem że są tego samego typu), a także wyników poprzednich badań. We wszystkich wymienionych przypadkach należy uwzględnić temperaturę izolatora tak, aby wartości porównywane przeliczone były na tą samą temperaturę odniesienia, tj.  $20^\circ\text{C}$  [4].

Pomiar współczynnika strat dielektrycznych i pojemności uzwojeń to kolejny pomiar służący kontroli stanu technicznego transformatora. Pomiar ten wykonuje się zgodnie z normą *PN-81/E-04070,03*. Pomiar współczynnika strat dielektrycznych izolacji wykonuje się wysokonapięciowym mostkiem Scheringa lub odpowiednim wysokonapięciowym miernikiem, w układzie doziemnym oraz z zastosowaniem ekranu. Wyniki pomiarów współczynnika stratności uzwojeń przelicza się na umowną temperaturę  $30^\circ\text{C}$ . Wyniki pojemności uzwojeń są niezależne od temperatury, ale należy pamiętać, że pomiar ten wykonuje się przed pomiarem rezystancji izolacji uzwojeń.

Kontroli stanu technicznego transformatora służy również pomiar prądów magnesujących. W przypadku, gdy zachodzi podejrzenie powstawania w uzwojeniach transformatora zwarć zwojowych lub obwodów zwartych w rdzeniu, wykonuje się pomiar prądów magnesujących. Każdą z faz uzwojenia badanego zasila się napięciem jednofazowym. Pomiar wartości prądów magnesujących wykonuje się miliamperomierzem. Uzyskane wyniki porównuje się z rezultatami pomiarów, które przeprowadzone zostały przed oddaniem transformatora do eksploatacji. W przypadku, gdy wartość prądów magnesujących przekracza wartość początkową o ponad 100%, świadczy to o istnieniu zwarcia zwojowego i transformator nie powinien być w danym momencie załączony pod napięcie. Gdy wartości są mniejsze tzn. rzędu 50% wartości początkowej, wskazuje to na wadę w obwodzie magnetycznym. Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń, to pomiar służący kontroli stanu technicznego transformatora. Sposób wykonania pomiaru jest zgodny z pkt. 3.6. normy *PN-81/E-04070,03*. W transformatorach grupy III bez gniazda termometrowego na pokrywie, jako temperaturę izolacji przyjmuje się temperaturę powierzchni kadzi na 2/3 jej wysokości zmierzoną termometrem przez dotyk. Przy transformatorach grupy I i II odczyty mierzonych wartości rezystancji wykonuje się po upływie 15 s, 60 s, i 300 s, a w przypadku transformatorów grupy III po upływie 60 s. Po zakończeniu każdego pomiaru rezystancji izolacji uzwojeń trans-

formatora należy rozładować namagnesowany rdzeń poprzez uziemienie w czasie nie krótszym niż czas trwania pomiaru [4].

Pomiar rezystancji uzwojeń wykonuje się zgodnie z normami *PN-81/E-04070/05i PN-EN 60076-1:2001/A12:2004*. Zmierzone wartości rezystancji uzwojeń nie mogą się różnić więcej niż  $\pm 5\%$  (po uwzględnieniu różnicy temperatur) w stosunku do wartości fabrycznych. Ponadto wartości rezystancji poszczególnych faz nie mogą się różnić więcej niż  $\pm 3\%$  na danym zaczeple w stosunku do wartości średniej trzech faz, określonej dla danego zaczeple [4].

Pomiary i przeglądy podobciążeniowych przełączników zaczeple, to również pomiary służące kontroli stanu technicznego transformatora. Pomiary podobciążeniowych przełączników zaczeple wykonuje się:

- po przeglądzie wewnętrznym transformatora,
- po montażu transformatora na stanowisku,
- po awarii transformatora,
- w ramach badań przełącznika wadliwe działającego,
- przed montażem przełącznika po wykonanym remoncie.

Pomiar czasów własnych przełącznika mocy pozwala na kontrolę jednoczesności styków głównych przełącznika mocy i jego czasu działania, jak również na wykrycie szeregu niesprawności podobciążeniowego przełącznika zaczeple (PPZ), takich jak zmiany czasu przełączania, zużycie sprężyn styków, zużycie styków i niewłaściwe ustawienie styków, przerwy lub zwarcia w rezystorach ograniczających prąd, czy też występowanie luzów w elementach mechanicznych przełącznika zaczeple. Pomiar wykonuje się zasilając uzwojenie z regulacją transformatora napięciem stałym o wartości  $10\pm 30\text{V}$  i prądzie nie przekraczającym 15A. Zazwyczaj do prawidłowego wykonania potrzeba wymuszenia około 1,5A w każdej fazie. W czasie przełączania przełącznikiem zaczeple rejestruje się przebiegi prądowe na rezystorach, których analiza pozwala na kontrole jednoczesności działania styków głównych oraz czasu działania przełącznika mocy [4].

Z przedstawionego powyżej skróconego opisu badań eksploatacyjnych wynika, że konieczne jest stosowanie systematycznej diagnostyki obok standardowych i podstawowych pomiarów oraz zaawansowanych systemów diagnostyki transformatorów, które pozwalają identyfikować procesy powstawania uszkodzeń na różnym etapie ich rozwoju. W tym zakresie konieczny jest szeroki zestaw technologii diagnostycznych umożliwiających kompleksową ocenę stanu technicznego transformatora oraz oszacowanie ryzyka dalszej eksploatacji, a także określenia zalecanych prac remontowych i ograniczeń w dalszej bezpiecznej eksploatacji.

## 2. BADANIA TRANSFORMATORA O MOCY 250 MVA

Celem badań transformatora o mocy 250 MVA było sprawdzenie stanu technicznego i oszacowanie jego przydatności w dalszej eksploatacji.

Zakres badań obejmował:

- oględziny zewnętrzne,
- pomiar współczynnika strat dielektrycznych i pojemności izolatorów przepustowych,
- pomiar współczynnika strat dielektrycznych i pojemności uzwojeń,
- pomiar prądów magnesujących,
- pomiar rezystancji izolacji uzwojeń,
- pomiar rezystancji uzwojeń,
- badanie podobciążeniowego przełącznika zaczeple.

W tabeli 1 zostały przedstawione podstawowe dane znamionowe badanego transformatora.

Tab. 1. Dane znamionowe badanego transformatora

Typ: TFR 250000/400	Rok 1978
Moc: 250 MVA	Budowa Napowietrzna
Chłodzenie OF AF	Ilość 3
Max. 40 °C	Praca: C
Częst. 50 Hz	Ukł. i gr. YNyn0d11
GN: 400 000 V	GN: 361 A
DN: 120 000 ± 8x1,5% V	DN: 1173 A
Pom: 31 500 V	Pom: 961 A

Natomiast w tabeli 2 przedstawiono dane znamionowe podobciążeniowego przełącznika zaczeów (PPZ).

Tab. 2. Dane znamionowe PPZ

Typ: G III 1601/60/D10193/2	Rok bud.: 1978
Opór przeł.: 1,2 Ω	Napęd: MA7

W trakcie oględzin płaszczka kadzi i osprzętu transformatora usterek zewnętrznych nie stwierdzono. Warunki w jakich przeprowadzono powyższe pomiary zaprezentowano w tabeli 3.

Tab. 3. Warunki w których przeprowadzono pomiary

Temperatura oleju [°C]	48
Temperatura powietrza [°C]	22
Wilgotność powietrza [%]	64
Inne	brak

Wyniki pomiarów współczynnika stratności - tgδ i pojemności Cx izolatorów przepustowych zawarte w tabeli 4 są pozytywne.

Tab. 4. Wyniki pomiarów współczynnika stratności i pojemności izolatorów przepustowych

Dane izolatora przepustowego	Faza	Napięcie pom. [kV]	Układ pomiarowy*	tg δ [%]	Cx [pF]
WTXF 420 RED 1550 nr 76 D 55658	1A	10	UST	0,28	461,8
		2	GST	0,21	3089
WTXF 420 RED 1550 nr 76 D 55659	1B	10	UST	0,26	456,7
		2	GST	0,18	3132
WTXF 420 RED 1550 nr 76 D 55657	1C	10	UST	0,34	454,8
		2	GST	0,19	4179
CRPTK 125 nr 76 B 90	2A	10	UST	0,46	195,3
		2	GST	0,90	1844
CRPTK 125 nr 76 B 92	2B	10	UST	0,53	201,4
		2	GST	1,07	1822
CRPTK 125 nr 76 B 91	2C	10	UST	0,49	187,5
		2	GST	0,91	1761

\*UST - pomiar w układzie zaciski liniowy do izolowanego zacisku pomiarowego; GST - pomiar w układzie zaciski pomiarowy do uziemionego zacisku liniowego

Uzyskane wyniki pomiarów współczynnika stratności i pojemności zostały zamieszczone w tabeli 5.

Tab. 5. Pomiar współczynnika stratności i pojemności uzwojeń transformatora

Układ połączeń	Napięcie próby [kV]	tg δ [%]	Cx [pF]
GN - SN, DN, Z	10	0,24	15 876
GN - SN, E	10	0,25	10221
GN - DN, E	10	0,55	103,3
SN - GN, DN, Z	10	0,29	54 100
SN - DN, E	10	0,26	33 553
DN - G, SN, Z	10	0,32	68 350

Zmierzone wartości współczynnika stratności i pojemności uzwojeń nie wskazują na występowanie zagrożenia dla układu izolacyjnego transformatora.

Kontroli stanu technicznego transformatora służy również pomiar prądów magnesujących. Uzyskane wyniki zaprezentowano w tabeli 6.

Tab. 6. Pomiar prądów magnesujących

Uzwojenie	Napięcie próby [V]	Zaczep	Zmierzona wartość prądu [mA]		
			2A-N	2B-N	2C-N
GN	230	1	27,8	22,6	23,4
	230	9b	35,4	28,7	41,7
	230	17	44,2	36,5	48,4

Podsumowując, zmierzone wartości prądów magnesujących nie wskazują na występowanie zwarć w uzwojeniach. Wynik pomiaru jest pozytywny.

Tymczasem pomiar rezystancji izolacji uzwojeń, to kolejny pomiar służący kontroli stanu technicznego transformatora. Temperatura oleju wynosiła 30°C. Uzyskane wyniki zamieszczono w tabeli 7.

Tab. 7. Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń

Układ	Rezystancja zmierzona [MΩ] po czasie w [s]			Wynik absorp.	Rezystancja w temp. odniesienia 30 st. [MΩ]		
	R <sub>15</sub>	R <sub>60</sub>	R <sub>300</sub>		R <sub>15</sub>	R <sub>60</sub>	R <sub>300</sub>
GN - SN, DN	1500	2300	3100	1,53	3000	4600	6200
GN - SN, E	10000	25000	48000	2,50	20000	50000	96000
GN - DN, E	9000	20000	34000	2,22	18000	40000	68000
SN - GN, DN	2200	5600	11000	2,54	4400	11200	22000
SN - DN, E	1200	2000	3100	1,67	2400	4000	6200
DN - GN, SN	480	750	950	1,56	960	1500	1900

Otrzymane wartości rezystancji izolacji nie wskazują na występowanie zagrożenia dla układu izolacyjnego, a więc wyniki pomiarów są pozytywne.

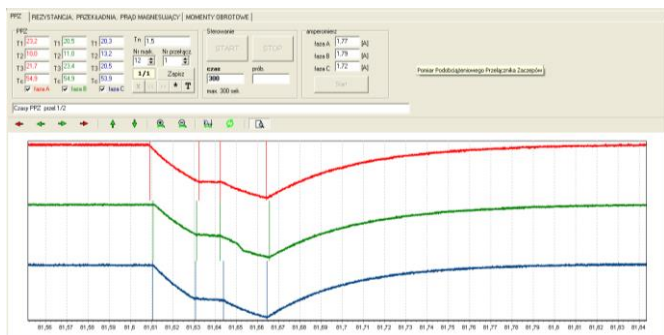
Stan techniczny transformatora określa również pomiar rezystancji uzwojeń. Temperatura oleju podczas tych pomiarów wynosiła około 30°C, a pomiary wykonano zastawem diagnostycznym dla wszystkich zaczeów uzwojenia regulacyjnego i pozostałych uzwojeń. Zmierzone wartości rezystancji uzwojenia spełniają wymagania wytycznych dotyczących transformatorów - dopuszczalna odchyłka od wartości średniej ( ± 3,0 % ). Po uwzględnieniu różnicy temperatur wynik pomiaru rezystancji jest prawidłowy.

Następnie wykonano badanie oscylograficzne przełącznika zaczeów. Z otrzymanych oscylogramów odczytano czasy własne przełącznika, które zostały zaprezentowane w tabeli 8.

Tab. 8. Pomiar czasów własnych PPZ

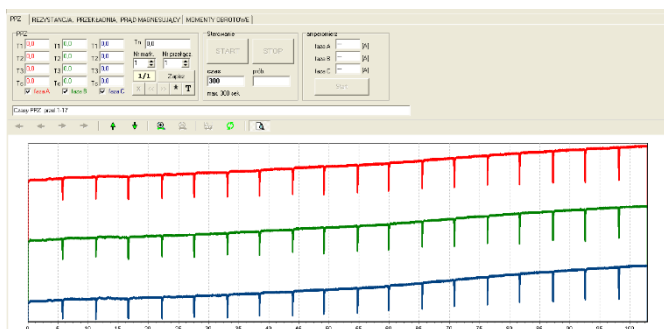
Czas	Wartość	Jednostka
t <sub>1</sub>	18,0 ÷ 25,0	[ms]
t <sub>2</sub>	7,0 ÷ 14,0	[ms]
t <sub>c</sub>	52,0 ÷ 56,0	[ms]
t <sub>n</sub>	< 2	[ms]

Przykładowy oscylogram procesu przełączania przełącznika G III 1601/60/D10193/2, TR-1, 12.10.2014 zaczeu 1 na 2 przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Proces przełączania zaczepek z 1 na 2

Natomiast na rysunku 2 został przedstawiony przebieg ciągłości prądowej klatki wybierakowej przełączania przełącznika G III 1601/60/D10193/2, TR-1, 12.10.2014 z zaczepek 1 do 17.



Rys. 2. Przebieg ciągłości klatki wybierakowej od 1 do 17 zaczepek

- Na podstawie analizy badań oscylograficznych stwierdzono:
- brak przerw lub zwarc na oporach międzystopniowych,
  - brak przerw w ciągłości prądowej klatki wybierakowej,
  - poszczególne etapy działania styków przełącznika mocy przebiegają prawidłowo, niepożądane przerwy i zwarcia nie występują,
  - prawidłowe czasy własne przełącznika mocy,
  - niejednoczesność przełączania poszczególnych faz w dopuszczalnych granicach,
  - działanie napędu prawidłowe, płynne - bez zacięć mechanicznych.

Otrzymane wyniki pomiarów PPZ mieszczą się w granicach dopuszczalnych dla danego typu przełącznika z dopuszczalną tolerancją. Wynik pomiaru czasów własnych jest pozytywny.

## PODSUMOWANIE

Transformatory stanowią podstawowy element systemu elektroenergetycznego. Rezultatem ich właściwej diagnozy jest bezawaryjna praca, ale również wydłużenie działania nawet o kilkanaście lat. Badania techniczne transformatorów, z reguły wykrywają zagrożenia eksploatacyjne, które sprzyjają rozwojowi anomalii. Mają także na celu oszacować wytrzymałość transformatora przez ustalenie jego stanu technicznego. Program badań powinien być przystosowany do przypuszczalnych zagrożeń pojawiających się podczas pracy transformatorów i opierać się na sprawdzonych kryteriach ujętych między innymi w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów. Z badań eksploatacyjnych transformatorów wynika konieczność stosowania systematycznej diagnostyki oraz obok podstawowych pomiarów, zaawansowanych systemów diagnostyki transformatorów, które pozwalają identyfikować procesy powstawania uszkodzeń na różnym etapie ich rozwoju. W tym zakresie konieczny jest odpowiedni zestaw technologii diagnostycznych umożliwiających kompleksową oceną stanu technicznego transformatora

i oszacowanie ryzyka dalszej eksploatacji oraz określenia zalecanych prac remontowych lub ograniczeń w dalszej bezpiecznej eksploatacji. Celem przeprowadzonych badań była okresowa kontrola stanu technicznego transformatora o mocy 250 MVA. Otrzymane wyniki pomiarów i badań stanu technicznego powyższego transformatora uznaje się za pozytywne i zgodne z wymaganiami Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów-Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2012 oraz dokumentacji techniczno ruchowej transformatora. W zakresie wykonanych pomiarów i badań dopuszcza się transformatory do załączenia pod napięcie i do dalszej eksploatacji.

Niezawodność eksploatacyjna transformatorów energetycznych stanowi ważny czynnik wpływający na poprawną pracę. W transformatorach, wyprodukowanych w latach dziewięćdziesiątych pojawiają się głównie problemy eksploatacyjne związane z zawilgoceniem i zesterzeniem izolacji papierowo-olejowej. Podczas eksploatacji transformatora następuje naturalny proces starzenia izolacji, który prowadzi do obniżenia wytrzymałości elektrycznej układu izolacyjnego i podwyższenia poziomu wyładowań niezupełnych. Istotne znaczenie ma zatem prawidłowa ocena bieżącego stanu technicznego transformatora energetycznego oraz prognozowanie czasu jego bezawaryjnej pracy. Wdrożenie szeregu nowych metod diagnostycznych do badań i oceny stanu technicznego pozwala na ograniczenie skutków ewentualnych ich awarii, a tym samym na skrócenie czasu i kosztów remontu. Transformatory ze względu na występujące awarie oraz uszkodzenia wymagają stałego nadzoru eksploatacyjnego oraz kontroli bieżącego stanu technicznego.

## BIBLIOGRAFIA

1. Langman J., Ślapek Z.: *Diagnostyka techniczna i diagnostyka medyczna – podobieństwa i zapożyczenia*. Inżynieria Rolnicza nr 6 (104), 2008.
2. Kaźmierski M., Olech W.: *Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów*. Gliwice, Energopomiar-Elektryka, 2013.
3. Krawiec A., Polak P.: *Badania diagnostyczne w eksploatacji transformatorów*. Materiały IX Konferencji Naukowo-Technicznej „Transformatory energetyczne i specjalne”, Kazimierz Dolny 3 – 5 października 2012.
4. *Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów*, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2012.
5. Domżałski T., Baliński P., Sychalski L.: *Pewność pracy transformatorów*. Mat. VI Konferencji Naukowo-Technicznej „Transformatory energetyczne i specjalne”, Kazimierz Dolny, 25 -27 września, 2002.

## TECHNICAL RESEARCH OF MAINS TRANSFORMERS

### Abstract

*This article discussed commonly used technical research of main transformers with selected methods. In addition, the research results of the example transformer of group I are presented.*

Autorzy:

mgr inż. **Konrad Gębka** – Zakład Usług Technicznych Energoaudyt w Radomiu

mgr inż. **Mirosław Zajac** - Zakład Usług Technicznych Energoaudyt w Radomiu

dr inż. **Grzegorz Krawczyk** – Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny im. Kazimierza Pułaskiego w Radomiu, Wydział Transportu i Elektrotechniki, Instytut Systemów Transportowych i Elektrotechniki, Zakład Elektrotechniki i Energetyki, mail: g. krawczyk@uthrad.pl