

## Wytyczne prowadzenia badań diagnostycznych transformatorów WN/SN wdrożone w Tauron Dystrybucja S.A.

**Streszczenie.** W artykule podjęto tematykę poprawnego wykonywania badań diagnostycznych transformatorów wysokiego napięcia. Na podstawie przedstawionego przez autorów przykładu wykazano m.in. wyraźną rozbieżność wyników pomiarów, które otrzymano na podstawie badań diagnostycznych tego samego transformatora przez czterech różnych wykonawców. W artykule omówiono wdrożone w Tauron Dystrybucja S.A. procedury diagnostyczne transformatorów WN/SN, dzięki którym uzyskano wyraźną poprawę uzyskiwanych danych pomiarowych.

**Abstract.** The paper deals with the subject of properly performing diagnostic tests of high voltage power transformers. Based on the example presented by the authors, clear discrepancies in measurement results were obtained from four different contractors on the basis of diagnostic tests of the same transformer. This article discusses the implementation of Tauron Distribution S.A. diagnostic procedures for HV/MV power transformers, resulting in a clear improvement in the measurement data obtained. (*Guidelines for conducting diagnostic tests of transformers HV/MV implemented in Tauron Distribution S.A.*).

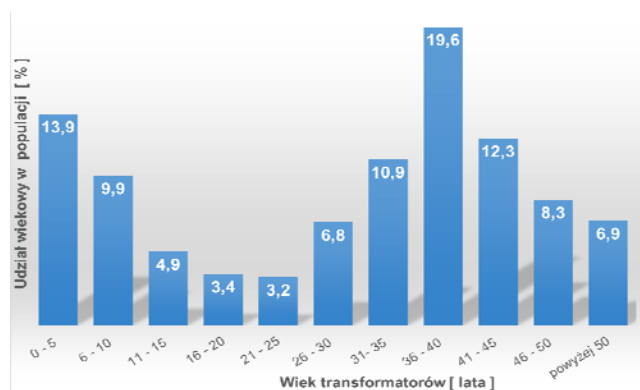
**Słowa kluczowe:** diagnostyka, transformator elektroenergetyczny, pomiary, ocena stanu technicznego.

**Keywords:** diagnostics, power transformer, measurements, technical condition assessment.

### Wstęp

Transformatory WN/SN są urządzeniami pełniącymi kluczową rolę w zakresie przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Poprawne określenie aktualnego stanu technicznego tych urządzeń w dużej mierze decyduje nie tylko o niezawodności pracy całego systemu elektroenergetycznego, ale również o jakości dostarczanej do odbiorców energii elektrycznej (wymagany poziom napięcia, elastyczność ruchowa połączeń, itp.) [1-4].

Aktualnie w Tauron Dystrybucja S.A. eksploatowanych jest blisko 1000 jednostek transformatorowych WN/SN, z czego ok. 900 szt. znajduje się w normalnej eksploatacji, a ponad 100 utrzymywanych jest w tzw. rezerwie ruchowej. Na rysunku 1 przedstawiono procentowy udział wiekowy transformatorów WN/SN zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A..



Rys.1. Charakterystyka populacji transformatorów energetycznych WN/SN eksploatowanych w Tauron Dystrybucja S.A.

Z punktu widzenia niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego istotne jest efektywne zarządzanie tak dużą populacją transformatorów i odpowiednie wczesne reagowanie na niewłaściwe parametry pracy tych urządzeń, które związane są nie tylko ze zdarzeniami na sieci elektroenergetycznej, ale przede wszystkim z naturalnymi procesami starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego tych jednostek.

Transformatory mocy cechują się względnie niską awaryjnością [5-6], jednak ich uszkodzenie oprócz skutków ekonomicznych niesie ze sobą poważne konsekwencje dla bezpieczeństwa systemu dystrybucyjnego oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej [7-9]. W okresie ostatnich kilku

lat w Tauron Dystrybucja S.A. wystąpiło kilka awarii transformatorów, które skutkowały ich wyłączeniem z ruchu. Biorąc pod uwagę przedstawioną na rysunku 1 strukturę wiekową eksploatowanych jednostek można założyć, że w niedalekiej przyszłości może nastąpić stopniowy wzrost ich awaryjności.

W celu ograniczenia strat spowodowanych ewentualnymi awariami transformatorów w Tauron Dystrybucja S.A. wdrożono szereg inicjatyw, które ukierunkowano na rozwój i opracowanie skutecznych metod diagnostyki jednostek transformatorowych WN/SN, tak by na ich podstawie możliwe było skuteczne i efektywne zarządzanie zgromadzonym w spółce majątkiem transformatorowym.

### Przyczyny opracowania i wdrożenia procedur diagnostycznych transformatorów w Tauron Dystrybucja S.A.

Ograniczone możliwości inwestycyjne koncernów energetycznych, jak również brak technicznych możliwości dynamicznego i krótkoterminowego odnowienia populacji transformatorów WN/SN sprawiają, że konieczne jest dalsze wydłużanie czasu ich eksploatacji. Utrzymanie wysokiej niezawodności pracy transformatorów, przy jednoczesnym wydłużeniu ich czasu pracy, stanowi dość istotny problem techniczny, który związany jest z postępującymi procesami starzeniowymi. Pośrednim rozwiązaniem powyższego problemu jest odpowiednie zarządzanie zgromadzoną populacją jednostek transformatorowych, które musi zostać bezwzględnie skorelowane z rzeczywistym stanem technicznym poszczególnych urządzeń.

Na przełomie ostatnich kilku lat nastąpił zdecydowany rozwój metod diagnostycznych umożliwiających skuteczną ocenę stanu technicznego transformatorów. Stosowane obecnie metody umożliwiają nie tylko ocenę aktualnego stanu technicznego jednostki, ale pozwalają na podjęcie próby predykcji jej czasu dalszej eksploatacji. Istnieje zatem możliwość wykorzystania miarodajnych wskaźników technicznych do usprawnienia procesu zarządzania majątkiem sieciowym w zakresie gospodarki transformatorowej oraz optymalizacji okresu jego odtwarzania. Istotą tak wyznaczonego kierunku działań jest uzyskiwanie wysoce wiarygodnych wskaźników diagnostycznych, które odzwierciedlają rzeczywisty stan techniczny transformatora, a w konsekwencji przekładają się na podejmowane w spółkach dystrybucyjnych decyzje remontowo-inwestycyjne. Błędnie wykonane i zinterpretowane wyniki badań diagnostycznych

mogą doprowadzić więc do nietrafnej alokacji środków inwestycyjnych, a następnie do modernizacji, remontu i/lub wycofania z eksploatacji transformatora o relatywnie dobrym stanie technicznym.

W celu określenia rzeczywistego stanu technicznego transformatora, na podstawie którego mają zostać w przyszłości podjęte decyzje remontowo-inwestycyjne, w Tauron Dystrybucja S.A. rozpoczęto prace nad wdrożeniem tzw. „diagnostyki zerowego stopnia”. Działanie to polegało na zleceniu wykonania pomiarów diagnostycznych transformatorów z wykorzystaniem tzw. badań okresowych (ogłędziny, pomiary prądów magnesujących, pomiary rezystancji czynnej uzwojeń, pomiary rezystancji izolacji, pomiary pojemności i tgδ uzwojeń, analiza fizyko-chemiczna oleju, pomiary DGA oleju), jak również zaawansowanych metod diagnostycznych (odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń SFRA, spektroskopii dielektrycznej FDS, pomiarów pojemności i tgδ izolatorów przepustowych, analizy zawartości związków furanu). Ze względu na znaczną populację jednostek WN/SN zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A. pomiary zostały zlecone czterem wykonawcom: trzem firmom zewnętrznym oraz jednostce wchodzącej w skład spółki. We wstępnej fazie projektu oraz w celu porównania procedur pomiarowych stosowanych przez poszczególnych wykonawców przeprowadzono pomiary weryfikujące, które zrealizowano w odstępach kilkudniowych na tym samym transformatorze. W każdym przypadku, wszystkich wykonawców obowiązywał ten sam zakres badań diagnostycznych. Badaniom poddano transformator o mocy 16 MVA, przekładni 115/16,5/6,6 [kV/kV/kV] i roku produkcji

1975. W tabelach nr 1–6 i na rysunkach 2–4 przedstawiono uzyskane wyniki, które przedstawili poszczególni wykonawcy w raportach pomiarowych. Kolorem czerwonym oznaczono wartości maksymalne, natomiast niebieskim wartości minimalne wyznaczonego parametru diagnostycznego. Pola w tabelach zawierające symbol „-” oznaczają, że brigada pomiarowa nie zmierzyła i nie wyznaczyła danego parametru diagnostycznego.

Tabela 1. Wyniki pomiarów tgδ uzwojeń transformatora

Strona badana	tgδ [%]			
	Wyk. 1	Wyk. 2	Wyk. 3	Wyk. 4
GN - DN1, DN2, K	1,100	1,456	0,780	0,906
GN - DN1, E	0,600	0,636	0,620	0,588
GN - K	1,700	-	0,980	1,380
DN1 - GN, DN2, K	0,770	-	0,800	0,726
DN1 - DN2, E	0,800	-	0,820	0,786
DN1 - K	0,940	-	0,820	0,842
DN2 - GN, DN1, K	0,680	-	0,760	0,754
DN2 - K	0,760	-	0,740	0,702

Tabela 2. Wyniki pomiarów pojemności uzwojeń transformatora

Strona badana	C [pF]			
	Wyk. 1	Wyk. 2	Wyk. 3	Wyk. 4
GN - DN1, DN2, K	2557	2593	8002	8012
GN - DN1, E	5392	5351	5350	5343
GN - K	1902	-	2556	2583
DN1 - GN, DN2, K	1333	-	17551	15317
DN1 - DN2, E	8688	-	8635	8630
DN1 - K	6463	-	1338	1334
DN2 - GN, DN1, K	7491	-	7597	16204
DN2 - K	8499	-	7480	7485

Tabela 3. Wyniki pomiarów tgδ i pojemności izolatorów przepustowych

Pomiar	Strona badana	Wykonawca 1			Wykonawca 2			Wykonawca 3			Wykonawca 4		
		L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
C1	tanδ [%]	0,900	0,8600	0,990	0,917	0,788	1,020	-	-	-	-	-	-
	C [pF]	108,4	114,6	110,7	108,7	115,3	111,6	-	-	-	-	-	-
C2	tanδ [%]	0,890	0,900	0,840	-	0,915	0,939	-	-	-	-	-	-
	C [pF]	467,9	501,8	485,2	-	522	499,3	-	-	-	-	-	-

Tabela 4. Wyniki parametrów fizyko-chemicznych oleju pobranych z kadzi badanego transformatora

Lp.	Rodzaj badania	Wyniki pomiarów							
		Wykonawca 1		Wykonawca 2		Wykonawca 3		Wykonawca 4	
		dół kadzi	górną kadzi	dół kadzi	górną kadzi	dół kadzi	górną kadzi	dół kadzi	górną kadzi
1.	Barwa	ciemnożółta	ciemnożółta	-	-	3	3	7/10	7/10
2.	Klarowność	klarowny	klarowny	klarowny	klarowny	klarowny	klarowny	klarowny	klarowny
3.	Zawartość wody wydzielonej	nie zawiera	nie zawiera	nie zawiera	-	nie zawiera	nie zawiera	nie zawiera	nie zawiera
4.	Zawartość stałych ciał obcych	nie zawiera	nie zawiera	nie zawiera	-	nie zawiera	nie zawiera	nie zawiera	nie zawiera
5.	Zawartość wody met. K. Fischera [ppm]	6	4,1	10,3	-	2	-	8,6	8,6
6.	Liczba kwasowa [mgKOH/g <sub>oil</sub> ]	0,051	0,052	0,181	-	0,04	0,04	0	0
7.	Temperatura zapłonu [°C]	145	145	135	-	148	148	137,5	137,5
8.	Napięcie przebicia [kV]	72,5	95,8	66,2	-	79	77	75,1	75,1
9.	Rezystywność ρ x 10 <sup>9</sup> [Ωm] (w 50°C)	18,5	18,8	20,19	-	11	13	18,61	18,61
10.	Współczynnik strat dieł. tgδ (w 50°C)	0,0124	0,0124	0,0118	-	0,0154	0,0159	0,01199	0,01199
11.	Napięcie powierzchniowe [mN/m]	33,41	33,32	25	-	24	24	-	-

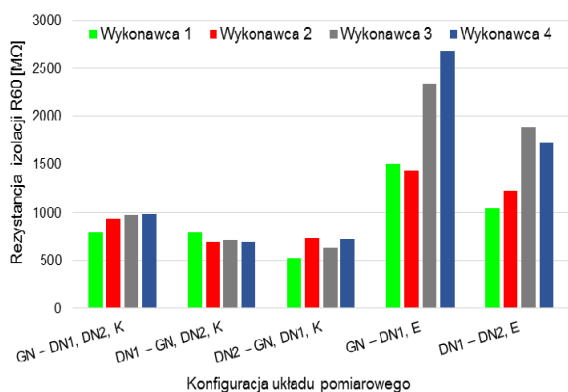
Tabela 5. Wyniki analizy chromatograficznej DGA oleju pobranego z kadzi głównej transformatora

Lp.	Oznaczany gaz	Stężenie gazu w próbce [ml/l]			
		Wykonawca 1	Wykonawca 2	Wykonawca 3	Wykonawca 4
1.	Dwutlenek węgla	1231,8	2224,8	1396	1628,1
2.	Acetylen	59,7	161,7	91	94,7
3.	Etylen	19,9	36,4	25	25,9
4.	Etan	1,7	3,6	3	0
5.	Wodór	15,5	5,4	19	42,9
6.	Metan	4	4,3	7	9,3

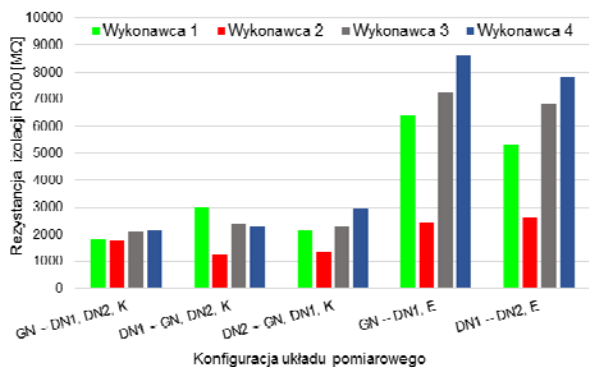
7.	Tlenek węgla	144,9	51,3	213	144,7
8.	Propylen	20,2	22,5	24	30,2
9.	Propan	-	0,5	2	4,2
10.	Buten	-	-	-	40,2
11.	CO/CO2	0,11	0,023	0,15	0,1
12.	Suma gazów palnych	265,9	285,7	384	392,2
13.	Tlen	7099,9	-	17691	2356,4
14.	Azot	18408,5	-	50329	7855,3
15.	O2/N2	0,39	-	0,35	0,3

Tabela 6. Wyniki analizy zawartości związków furanu w oleju elektroizolacyjnym

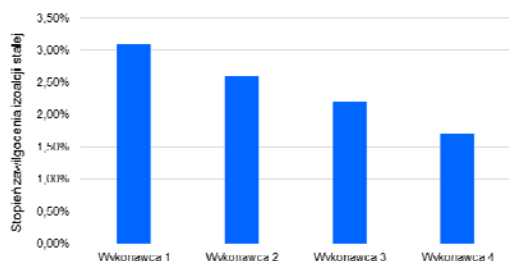
Oznaczony związek	Stężenie w oleju [mg/kg]			
	Wykonawca 1	Wykonawca 2	Wykonawca 3	Wykonawca 4
2FAL (2-furfural)	< 0,05	0,5	0	0,06
5HMF (5-hydroksy-metylo 2-furfural)	< 0,05	0	0	0
5FOL (alkohol 2-furfurylowy)	< 0,05	0	0	0,611
5MEF (5-metylo-2-furfural)	< 0,05	0	0	0,01
2ACF (2-acetylofuran)	<0,05	0	0,01	0,505
Sumaryczna zawartość pochodnych furanu	< 0,25	0,5	0,01	1,186



Rys.2. Wyniki pomiarów rezystancji izolacji R<sub>60</sub>



Rys.3. Wyniki pomiarów rezystancji izolacji R<sub>300</sub>



Rys.4. Wyniki oszacowania stopnia zawilgocenia izolacji stałej transformatora z wykorzystaniem metody FDS

Porównanie wyników badań diagnostycznych uzyskanych w odstępie zaledwie kilku dni na tej samej jednostce transformatorowej, przedstawionych w tabelach 1–

6 i rysunkach 2-4, wykazało znaczne rozbieżności pomiędzy poszczególnymi wykonawcami. Rozbieżności te dotyczą nie tylko zaawansowanych pomiarów diagnostycznych (metoda FDS, analiza związków furanu), ale również badań podstawowych, takich jak pomiar rezystancji uzwojeń, czy analiza fizykochemiczna oleju. Ze względu na to, że badania te wchodzi w zakres obligatoryjnych badań eksploatacyjnych, spostrzeżenie to jest szczególnie niepokojące. Na podstawie analizy wyników uzyskanych na tym samym transformatorze przez cztery niezależne zespoły diagnostyczne, jak również dogłębnej oceny merytorycznej archiwalnych protokołów pomiarowych udostępnionych przez Tauron Dystrybucja S.A., zdefiniowano następujące, potencjalne przyczyny rozbieżności i nieścisłości w wynikach pomiarowych:

- ✓ stosowanie przez poszczególnych wykonawców różnych nastaw i parametrów metrologicznych stosowanej aparatury diagnostycznej,
- ✓ stosowanie automatycznych programów w aparaturze do pomiaru zawilgocenia izolacji papierowej, przyjmujących niewłaściwe proporcje materiałów izolacyjnych,
- ✓ problemy dokładnego określania temperatury oleju i części aktywnej transformatora,
- ✓ brak stosowania przez wykonawców analizy korelacyjnej wyników uzyskanych różnymi metodami – zazwyczaj odnoszenie wyników wyłącznie do kryteriów danej metody,
- ✓ niejednolity sposób pobierania próbek oleju,
- ✓ nieprawidłowe przechowywanie próbek oleju,
- ✓ stosowanie dowolnej kolejności wykonywania poszczególnych pomiarów,
- ✓ brak rzetelnego porównania aktualnych wyników pomiarów z danymi historycznymi,
- ✓ nieuwzględnianie wpływu warunków atmosferycznych podczas wykonywania pomiarów,
- ✓ redagowanie protokołów pomiarowych w sposób zbyt uproszczony, bez kompleksowej analizy wszystkich danych pomiarowych.

#### Charakterystyka wytycznych przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A.

W związku z problemami dotyczącymi dużej rozbieżności uzyskiwanych danych pomiarowych, jak również brakiem wieloparametrycznej analizy korelacyjnej wyników przedstawianych w protokołach diagnostycznych, Tauron Dystrybucja S.A. podjął decyzję o opracowaniu i wdrożeniu wewnętrznej instrukcji diagnostyki transformatorów WN/SN. Zadanie to powierzone zostało

pracownikom naukowym Politechniki Opolskiej, którzy przy współpracy Zespołu Transformatorowego Tauron Dystrybucja S.A. oraz przedstawicieli działających w kraju firm diagnostycznych, podjęli się opracowania „Wytycznych przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A.” [10].

Opracowany dokument składa się z siedmiu rozdziałów.

**W rozdziale pierwszym** przedstawiono główne procedury związane z organizacją i wykonywaniem pomiarów diagnostycznych transformatorów WN/SN zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A. W części tej szczegółowo omówiono zagadnienia związane z dopuszczeniem zespołów pomiarowych do prac diagnostycznych, jak również przedstawiono stosowne wymagania dotyczące kwalifikacji бригад pomiarowych. Wprowadzono także zalecenia związane z terminami wykonywania pomiarów diagnostycznych, które zaleca się realizować od 01.04 do 31.10.

**Rozdział drugi** charakteryzuje procedury związane z oględzinami transformatora, które należy przeprowadzić zgodnie z normą PN-EN 60076-1 oraz Dokumentacją Techniczną Ruchową danego obiektu. Podczas oględzin szczególną uwagę należy zwrócić na: stan tabliczki znamionowej; stan techniczny zaworów do pobierania próbek oleju; nieszczelności i wycieki oleju z kadzi i/lub konserwatora; ocenę pokrycia antykorozyjnego kadzi; stan techniczny izolatorów przepustowych; stan techniczny i jakość połączeń uziemienia kadzi i połączeń wyrównawczych; ocenę osprzętu transformatora (termometry, odwilżacz, olejowskazy, itp.); stan techniczny okablowania transformatora; stan techniczny szafy napędu PPZ; stan techniczny radiatorów i układu chłodzenia transformatora. Wszelkie spostrzeżenia dotyczące oględzin, wraz ze stosowną dokumentacją fotograficzną, należy przedstawić w sposób ujednoczony w *Karcie oględzin transformatora WN/SN*, która ma postać listy kontrolnej (check-list).

**W rozdziale trzecim** scharakteryzowano i omówiono metody diagnostyczne bazujące na badaniach próbek oleju izolacyjnego pobranego z kadzi transformatora (badania fizyko-chemiczne, GDA, związków furanu). Szczególną uwagę objęto w tym rozdziale procedury poprawnego poboru próbek oleju z zaworów spustowych, jak również sposobu ich przechowywania i transportu do laboratorium diagnostycznego. Przeprowadzona weryfikacja wykazała, że właśnie ten etap ma kluczowe znaczenie dla poprawności wyników badań oleju. W rozdziale trzecim przedstawiono także metodykę określania spodziewanej temperatury części aktywnej transformatora, której wartość ma decydujący wpływ na wyznaczone wskaźniki diagnostyczne. W rozdziale tym przedstawiono również wykaz parametrów diagnostycznych, które należy wyznaczyć z pobranych próbek oleju, w oparciu o metody scharakteryzowane w odpowiednich dokumentach normalizacyjnych.

**Rozdział czwarty** zawiera szczegółowe informacje nt. metodyki i procedur wykonywania pomiarów diagnostycznych transformatorów. Kolejne podrozdziały tego rozdziału stanowią jednocześnie wskazanie chronologii i poprawnej kolejności realizacji pomiarów z użyciem poszczególnych metod diagnostycznych. Zgodnie z wytycznymi kolejność pomiarów diagnostycznych powinna być realizowana następująco: oględziny diagnozowanego transformatora; pobieranie próbek oleju; pomiary prądów magnesujących; pomiary odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń SFRA; pomiary przekładni transformatora; pomiary spektroskopii dielektrycznej FDS; pomiary tgδ i pojemności C uzwojeń; pomiary tgδ i pojemności C przepustów; pomiary oscylograficzne i diagnostyka podobciążeniowego przełącznika zaczepów;

pomiary rezystancji czynnej uzwojeń; pomiary rezystancji izolacji. W każdym podrozdziale rozdziału czwartego scharakteryzowano: wymagania metrologiczne danej metody diagnostycznej; nastawy stosowanej aparatury pomiarowej; schematy poszczególnych układów pomiarowych; określono metodykę pomiaru temperatury części aktywnej transformatora oraz określono unormowania, zgodnie z którymi należy wykonać dany pomiar. Przy omawianiu poszczególnych procedur wskazano również na potencjalne źródła błędów, które mogą wpłynąć na mierzone i wyznaczone wskaźniki diagnostyczne. W szczególności podkreślono kluczowy wpływ prawidłowego określenia temperatury oleju i uzwojeń na poprawność uzyskiwanych wyników pomiarowych.

**W rozdziale piątym** przedstawiono i omówiono zakres merytorycznych raportów pomiarowych. Zakresem merytorycznym raportu objęto m.in.: dane znamionowe badanego transformatora; odniesienie do unormowań i aktów prawnych związanych z przeprowadzoną diagnostyką; zestawienie wyników pomiarowych uzyskanych poszczególnymi metodami diagnostycznymi; szczegółową analizę wyników uzyskanych na podstawie przeprowadzonych badań - indywidualna analiza dla każdej z zastosowanych metod pomiarowych; analizę korelacyjną i porównawczą wyników pomiarów uzyskanych wszystkimi użytymi metodami diagnostycznymi; interpretację wyników przeprowadzonych badań; zalecenia eksploatacyjne, zabiegi modernizacyjne umożliwiające przedłużenie „czasu życia” danej jednostki transformatorowej; ocenę dalszej perspektywy pracy danego transformatora; wykaz zastosowanego sprzętu pomiarowego, wraz z numerami fabrycznymi i datą ważności świadectwa kalibracji przyrządu pomiarowego (uwierzytelnienie, certyfikat lub równoważny dokument potwierdzający poprawny stan techniczny urządzenia pomiarowego); załączniki: karta oględzin transformatora, protokoły laboratoryjne badań fizykochemicznych i DGA oleju izolacyjnego. W końcowej części raportu wykonawca zobowiązany jest do wykonania opisowej oceny stanu technicznego badanego transformatora. Ocena ta ma zostać oparta na wzajemnej korelacji wyników pomiarowych uzyskanych wszystkimi użytymi przez wykonawcę metodami diagnostycznymi (syntetyczne skorelowanie wyników poszczególnych badań i wyciągnięcie stosownych wniosków dotyczących dalszej eksploatacji danego transformatora). W ostatnim punkcie raportu wykonawca powinien także podać zalecane zabiegi eksploatacyjne pod kątem spodziewanych efektów technicznych i ekonomicznych dotyczących przewidywanego wydłużenia okresu eksploatacji danego transformatora. Dla każdego diagnozowanego transformatora wykonawca zobowiązany jest dołączyć płytę CD zawierającą: plik \*.pdf raportu pomiarowego ze stosownymi pieczęciami, plik edytowany \*.docx lub \*.doc raportu pomiarowego, plik \*.xfra i \*.csv wyników pomiarów SFRA, plik \*.csv wyników pomiarów FDS.

Procedury odbioru i zatwierdzenia protokołów pomiarowych przedstawiono **w rozdziale szóstym**. Zgodnie z wytycznymi niniejszego rozdziału przekazanie stosownych dokumentów ma zostać zrealizowane do 14 dni roboczych od daty wykonania pomiarów diagnostycznych na danym transformatorze. Po terminowym przekazaniu raportu pomiarowego Tauron Dystrybucja S.A. ma 10 dni roboczych na jego weryfikację i akceptację. W przypadku braku akceptacji lub uwag do raportu, przekazanych wykonawcy w *Karcie weryfikacji protokołu pomiarowego*, wykonawca zobowiązany jest do wprowadzenia zasugerowanych poprawek. Ostatecznym dokumentem potwierdzającym odbiór wykonania usługi diagnostycznej jest *Protokół z przekazania raportów pomiarowych*, który

jest podpisywany przez obie strony umowy i doręczany do Tauron Dystrybucja S.A.

**Rozdział siódmy** stanowi wykaz przywołanych dokumentów publikacyjnych i normalizacyjnych.

Integralną częścią opracowanych „Wytycznych przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A.” są wzory: *Raportów pomiarowych, Karta oględzin transformatora WN/SN, Karta weryfikacji protokołu pomiarowego oraz Protokół z przekazania raportów pomiarowych.*

#### Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych audytów zewnętrznych dotyczących nadzoru eksperckiego nad realizacją badań diagnostycznych przeprowadzonych w 2016r. na transformatorach WN/SN zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A. należy stwierdzić, że zrealizowane przez różnych wykonawców pomiary diagnostyczne, zgodnie z opracowanym dokumentem pt. „Wytyczne przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A.”, cechują się satysfakcjonującą zbieżnością poszczególnych wskaźników diagnostycznych. W szczególności zauważalna jest wyraźna różnica w jakości i rzetelności pomiarowej raportów diagnostycznych, w odniesieniu do tych znajdujących się w archiwum Tauron Dystrybucja S.A. Przedstawiane w obecnych protokołach pomiarowych wyniki przeprowadzanych badań diagnostycznych są ze sobą wyraźnie skorelowane, a zamieszczone wnioski dotyczące aktualnej oceny stanu technicznego, jak również zaleceń eksploatacyjnych danej jednostki, umożliwiają efektywne i skuteczne zarządzanie całą populacją transformatorów. Wdrożenie w Tauron Dystrybucja S.A. szczegółowych zasad, procedur pomiarowych i mechanizmu weryfikacji uzyskiwanych wyników pomiarowych (całych raportów pomiarowych) znacząco przełożyło się na rzetelność i jakość wniosków zawartych w protokołach pomiarowych. Do głównych korzyści związanych z wdrożeniem instrukcji „Wytycznych przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A.” można m.in. zaliczyć:

- ✓ uzyskanie kompleksowej i rzetelnej oceny stanu technicznego transformatorów WN/SN,
- ✓ ujednoczenie zasad wykonywania pomiarów diagnostycznych transformatorów poszczególnymi metodami (np. unifikacja parametrów metrologicznych aparatury pomiarowej i układów pomiarowych),
- ✓ możliwość wyznaczenia trendów pogarszania się parametrów eksploatacyjnych transformatora,
- ✓ poprawa efektywności prowadzonych zabiegów eksploatacyjnych poprzez optymalizację okresów między-obslugowych oraz właściwy dobór zakresu działań eksploatacyjnych,
- ✓ wsparcie procesu decyzyjnego w zakresie polityki inwestycyjno – remontowej,
- ✓ wsparcie w procesie tworzenia rzetelnej prognozy budżetowej na podstawie rzeczywistego stanu transformatorów.

Obecnie opracowany i wdrożony w Tauron Dystrybucja S.A. dokument pt. „Wytyczne przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A.” wraz ze wzorami *Raportów pomiarowych* oraz *Kartą weryfikacji protokołu pomiarowego* stanowi nie tylko wewnętrzną regulację spółki, lecz także jeden z załączników do SIWZ dla potencjalnych wykonawców, którym w drodze przetargu mogą zostać zlecone badania diagnostyczne transformatorów WN/SN.

*Praca została zrealizowana przy współpracy z Radą Naukową Tauron Dystrybucja S.A. w ramach projektu Zintegrowany System Diagnostyki Sieciowej.*

**Autorzy:** dr hab. inż. Sebastian Borucki, prof. PO, Politechnika Opolska, Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, E-mail: [s.borucki@po.opole.pl](mailto:s.borucki@po.opole.pl); dr hab. inż. Andrzej Cichoń, prof. PO, Politechnika Opolska, Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, E-mail: [a.cichon@po.opole.pl](mailto:a.cichon@po.opole.pl); mgr inż. Jerzy Frymus, Tauron Dystrybucja S.A., Pl. Powstańców Śląskich 20, 53-314 Wrocław, E-mail: [Jerzy.Frymus@tauron-dystrybucja.pl](mailto:Jerzy.Frymus@tauron-dystrybucja.pl); mgr inż. Tomasz Rodziewicz, Tauron Dystrybucja S.A., ul. Jasnogórska 11, 31-358 Kraków, E-mail: [Tomasz.Rodziewicz@tauron-dystrybucja.pl](mailto:Tomasz.Rodziewicz@tauron-dystrybucja.pl).

#### LITERATURA

- [1] Mijailović V., Optima Spares Availability Strategy for Power Transformer Components, *El. Power Sys. Res.*, 80 (2010), 987–992
- [2] Suwanasri T., Haema J., Rhadungthin R., Suwanarsi C., Diagnostic Techniques to Evaluate Internal Condition of Power Transformer, *Proc. of 6th Int. Conf. on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, ECTI-CON 2009, Pattaya, Chonburi, (2009), 18–21
- [3] Cichoń A., Nowa metoda diagnostyki stanu technicznego podobciążeniowych przełączników zaczepów, *SiM*, z. 259, *Of. Wyd. Politechnika Opolska*, (2011). Opole
- [4] Borucki S., Diagnostyka rdzeni transformatorów metodami wibroakustycznymi, *SiM*, z. 310, *Of. Wyd. Politechnika Opolska*, (2012) Opole
- [5] Maksymiuk J., Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych, *Of. Wyd. Politechniki Warszawskiej*, (2003), Warszawa.
- [6] Jarman P., Wang Z., Zhong Q., Ishak T., End-of-life Modelling for Power Transformers in Aged Power System Networks, *Proc. of 6th South Africa Regional Conf. Cigre*, (2009), Paper C105, 1–7
- [7] Power Control engineers, Transformers Failure. Review and Investigation of Transformer Failure, *Power Cont. Eng. Pty Ltd, Mayfield*, (2009), USA, 1–18
- [8] Kapinos J., Uszkodzenia eksploatacyjne transformatorów energetycznych, *Zeszyty Problemowe - Maszyny Elektryczne*, 88 (2010), 201–207
- [9] Rajurkar S.S., Kulkarni A.R., Nandapurkar J.G., Analysis of Power Transformer Failure in Transmission Utilities, *Proc. of 16th National Power Sys. Conf.*, (2010), India, 180–185
- [10] Borucki S., Cichoń A., Wytyczne przeprowadzania badań diagnostycznych transformatorów zainstalowanych w Tauron Dystrybucja S.A. (2015), Kraków