

Jan Kapinos
Politechnika Śląska, Gliwice

ZAGROŻENIA EKSPLOATACYJNE TRANSFORMATORA ENERGETYCZNEGO SPOWODOWANE USZKODZENIEM PRZEPUSTU IZOLATOROWEGO

OPERATIONAL HAZARDS FOR POWER TRANSFORMERS CAUSED BY DEFECTS OF BUSHINGS

Abstract: In the paper are presented operational hazards of power transformers caused by defects of bushings. There are discussed the basic diagnostic methods for appraisal of technical conditions of a bushing in the used power transformer. There are presented selected failures of power transformers caused by defects of bushings. In the paper is underlined necessity of increasing frequency of carrying out bushings tests in framework of current control of transformer technical conditions what results in increase of transformer availability in the power system.

1. Wprowadzenie

Transformatory energetyczne stanowią jeden z podstawowych elementów systemu elektroenergetycznego. Niezawodność eksploatacyjna transformatorów energetycznych jest ważnym czynnikiem wpływającym na pracę systemu elektroenergetycznego. Utrzymanie poprawnego stanu technicznego transformatorów stanowi przedmiot szczególnej troski ich użytkowników. Statystyka awarii transformatorów zainstalowanych w krajowym systemie elektroenergetycznym pozwala stwierdzić, że w ostatnich latach uszkodzenia przepustów izolatorowych było przyczyną kilkunastu poważnych awarii transformatorów. Izolatory przepustowe są elementem wyposażenia transformatora. Z punktu widzenia niezawodnej pracy transformatora stanowią one niezwykle ważny jego element. Statystyki światowe potwierdzają, że uszkodzenia przepustów izolatorowych stanowią od 10% do 40% całkowitej liczby uszkodzeń transformatorów energetycznych. Większość uszkodzeń izolatorów przepustowych w transformatorach to uszkodzenia nagłe, które nie można wykryć metodami diagnostyki *off-line*. Eksploatowane w systemie elektroenergetycznym transformatorowe izolatory przepustowe na napięcie 110 kV i wyższe to głównie przepusty z izolacją papierowo-olejową w osłonie porcelanowej (przepusty typu OIP). W ostatnim okresie w nowych transformatorach instalowane są przepusty izolatorowe typu suchego (przepusty typu ERIP) z izolacją papierową nasączoną żywicą epoksydową w osłonie kompozytowej tj. ze szkła epoksydowego pokrytego gumą silikonową.

W przypadku eksplozji przepustu typu ERIP praktycznie nie występuje zagrożenie pożarowe oraz brak jest niebezpieczeństwa związanego z rozrzutem porcelany. Kompozytowe przepusty izolatorowe są zarazem kilkakrotnie lepsze od przepustów porcelanowych.

W odniesieniu do przepustów izolatorowych typu OIP szacowany statystycznie przedział czasowy eksploatacji, dla którego występuje najwięcej uszkodzeń to przedział pomiędzy 15 a 25 rokiem eksploatacji. W grupie izolatorów przepustowych 110 kV główna przyczyna uszkodzeń to wystąpienie nieszczelności.

W przypadku izolatorów przepustowych 220kV i 400 kV dominują uszkodzenia typu dielektrycznego, objawiające się zwiększoną wartością tg δ , które w szeregu przypadkach prowadzą do eksplozji izolatora (Rys. 2) i niekiedy do pożaru transformatora (Rys. 3 i Rys. 4).

W artykule zaprezentowano podstawowe metody diagnostyczne oceny stanu technicznego przepustu izolatorowego i przedstawiono wybrane uszkodzenia eksploatacyjne przepustów izolatorowych w transformatorach energetycznych pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym.

2. Diagnostyka przepustów izolatorowych

Diagnostyka stanu technicznego przepustów izolatorowych typu OIP (przepusty z izolacją papierowo-olejową) w transformatorach energetycznych zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym bazuje na pomiarach [7]:

- współczynnika strat dielektrycznych tg δ ,

- pojemności C_x .

Pomiary wykonuje się w dwóch układach:

- pomiar $\text{tg}\delta = \text{tg}\delta_I$ i pojemności C_I w układzie zacisk liniowy w stosunku do izolowanego zacisku pomiarowego,
- pomiar $\text{tg}\delta_{II}$ i pojemności C_{II} w układzie zacisk pomiarowy w stosunku do uziemionego zacisku liniowego lub kołnierza izolatora,

przy czym pomiar $\text{tg}\delta_{II}$ i pojemności C_{II} przepustu izolatorowego ma znaczenie pomocnicze. Bezpośrednia ocena stanu technicznego przepustu izolatorowego na podstawie wyników pomiaru $\text{tg}\delta_I$ i pojemności C_I napotyka na istotne trudności z uwagi na [1]:

- wpływ warunków pomiaru, w tym głównie temperatury,
- różnorodność typów przepustów izolatorowych zabudowanych w transformatorach energetycznych,
- brak wytycznych odnośnie jednolitych kryteriów oceny wyników pomiarowych, przeprowadzanych w warunkach eksploatacji.

W tabeli 1 zestawiono podawane przez producentów kryteria oceny stanu technicznego przepustów izolatorowych na podstawie wartości $\text{tg}\delta_I$ [1].

Tabela 1

producent	typ przepustu izolatorowego	współczynnik strat $\text{tg}\delta_I$ [%]	
		wartość typowa	wartość ostrzegawcza
ABB	O+C T	0,5	1,0
ASEA (ABB)	GOA 250 GOB, GOBK	0,5	0,7
	GOE < 800 kV	0,45	0,65
	GOE 800 kV	0,4	0,6
Passoni & Villa	PNO PAO	0,4	0,7
Bushing Co	OTA	0,35	0,6
Haefely Trench	COTA (BIL < 1400 kV)	0,3	0,6
	COTA (BIL > 1400 kV)	0,35	0,7

Wyniki pomiarowe wieloletnich badań przepustów izolatorowych typu OIP transformatorów energetycznych wykonanych przez Energopomiar - Elektryka Gliwice pozwalają na przyjęcie $\text{tg}\delta_I = 0,7\%$ za graniczną wartość dopuszczalną gwarantującą poprawny stan techniczny niezależnie od producenta przepustu izolatorowego [1].

Zmiana pojemności C_I przepustu izolatorowego w zakresie 3÷10 % w stosunku do wartości fabrycznej jest zwykle przyjmowana w diagnostyce jako wartość ostrzegawcza dla oceny stanu technicznego przepustu izolatorowego.

Układ izolacyjny wewnątrz przepustu izolacyjnego typu OIP składa się z wielu warstw papieru nasyconego olejem. Stąd w diagnostyce stanu technicznego tego typu przepustu izolatorowego można zastosować metody stosowane do badań izolacji papierowo-olejowej transformatora energetycznego [7]:

- analiza próbki oleju pobranego z przepustu izolatorowego,
- spektroskopia dielektryczna w dziedzinie częstotliwości (FDS) izolacji papierowo-olejowej przepustu izolatorowego.

Metody te mogą być stosowane przy wyłączeniu transformatora energetycznego od sieci zasilającej.

a) badania próbki oleju pobranego z przepustu izolatorowego obejmują:

- analizę gazów rozpuszczonych w oleju (DGA),
- badania fizykochemiczne oleju.

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA)

Badanie składu i koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju pozwala na wykrycie lokalnych defektów układu izolacyjnego przepustu izolatorowego. W tabeli nr 2 zestawiono charakterystyczne gazy dla danego uszkodzenia przepustu izolatorowego [1].

Tabela nr 2

Lp	Charakterystyczne gazy	Typowe przykłady uszkodzenia przepustu izolatorowego	Rodzaj uszkodzenia
1.	H ₂ CH ₄	wyładowania w kawernach wypełnionych olejem na skutek niepełnej impregnacji lub dużego zawilgocenia oleju	wyładowania niezupełne (WZN)
2.	C ₂ H ₂ C ₂ H ₄	ciągłe iskrzenie oleju między źle połączonymi elementami o różnych potencjałach	wyładowania o dużej energii

3.	H ₂ C ₂ H ₂	sporadyczne iskrzenie na skutek nieustalonego potencjału lub wyładowań niezupełnych	wyładowania o niskiej energii
4.	C ₂ H ₄ C ₂ H ₆	przegrzanie przewodu w oleju	przegrzanie oleju
5.	CO CO ₂	przegrzanie przewodu stykającego się z papierem, przegrzanie na skutek strat dielektrycznych	przegrzanie oleju

Pomocą w ocenie wyników analizy DGA są typowe wartości koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju dla stanu normalnego i awaryjnego podawane przez producentów przepustów izolatorowych. W tabeli nr 3 przedstawiono wartości koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju dla oceny stanu technicznego przepustów izolatorowych firmy Trench [2].

Tabela nr 3

przepusty izolatorowe firmy Trench		
koncentracja gazów	stan	
	normalny	awaryjny
wodór H ₂	140	> 1000
metan CH ₄	40	> 70
etan C ₂ H ₆	70	> 100
etylen C ₂ H ₄	30	> 40
acetylen H ₂ C ₂	2	> 10
tlenek węgla CO	1000	> 1500
dwutlenek węgla CO ₂	3400	> 1500

Badania fizykochemiczne oleju

Badania właściwości dielektrycznych i fizykochemicznych oleju oraz zawartości wody pozwalają na określenie stanu oleju w przepuszczeniu izolatorowym i ocenę jego stanu zawilgocenia. W tabeli nr 4 zestawiono zalecane wartości tgδ, napięcia przebicia, zawartości wody dla oceny stanu zawilgocenia oleju w przepustach izolatorowych firmy Trench [2].

Tabela nr 4

przepusty izolatorowe firmy Trench		
	stan	
	normalny	awaryjny
tgδ w temp. 90°C [%]	0,1	> 0,2
napięcie przebicia [kV]	60	< 50
zawartość wody [ppm]	10	> 20

Na podstawie wyników pomiaru tgδ oleju przepustu izolatorowego w dwóch temperaturach: 70°C i 90°C można wykryć występowanie związków koloidalnych, powstających podczas zaawansowanych procesów rozkładu oleju [1]. Związki te są szczególnie niebezpieczne dla przepustu izolatorowego, ponieważ mają charakter przewodzący podobnie jak cząstki metalu i dlatego powodują wzrost strat dielektrycznych. Podczas zmian temperatury ulegają one procesom rozpuszczania i ponownemu tworzeniu.

Wartość stosunku $tg\delta_{90C} / tg\delta_{70C} < 1,5\%$ wskazuje na obecność związków koloidalnych, natomiast wartość $tg\delta_{90C} / tg\delta_{70C} < 1,1\%$ sygnalizuje możliwość występowania osadu w dolnej części przepustu izolatorowego.

b) Metoda spektroskopii dielektrycznej FDS – ocena stopnia zawilgocenia i zesterzenia izolacji papierowej przepustu izolatorowego

Metoda spektroskopii dielektrycznej polega na wyznaczeniu parametrów układu izolacyjnego: współczynnika strat dielektrycznych tgδ₁ i pojemności C₁ w funkcji częstotliwości. Metoda może być zastosowana zarówno do badania przepustu izolatorowego, jak również do pobranych próbek oleju. Wyznaczenie charakterystyk tgδ₁ i pojemności C₁ w zakresie częstotliwości (0,1÷1000) Hz pozwala określić stopień zawilgocenia i rozwój procesu zesterzeniowego układu izolacyjnego przepustu izolatorowego.

Uzyskanie bieżącej informacji o stanie technicznym przepustu izolatorowego wymaga pomiaru jego parametrów w trybie *on-line*. Układy diagnostyki i monitoringu *on-line* wykorzystują czujniki pojemnościowe lub rezystancyjne podłączone do zacisków pomiarowych przepustu izolatorowego transformatora energetycznego, a najczęściej mierzonym parametrem jest prąd upływu [3]. Bieżąca analiza sumy prądów upływu dla 3-ch przepustów izolatorowych jednej ze stron transformatora np. strony GN po-

zwala wyznaczyć zmiany ich współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta_1$ i pojemności C_1 .

Wielkości podlegające bieżącej ocenie to:

- prąd niezrównoważenia sumy prądów upływu – amplituda i faza prądu,
- względna zmiana współczynnika $tg\delta_1$,
- względna zmiana pojemności C_1 .

Układy diagnostyki *on-line* stanu technicznego przepustów izolatorowych stanowią z reguły część systemu monitoringu transformatora energetycznego, gdzie obróbka danych pomiarowych i prezentacja otrzymanych wyników jest wykonywana przy pomocy odpowiedniego oprogramowania komputerowego. Instalowane obecnie w krajowym systemie elektroenergetycznym nowe transformatory w węzłowych stacjach sieciowych wyposaża się w układy diagnostyki stanu technicznego przepustów izolatorowych typu *on-line*.

3. Uszkodzenia przepustów izolatorowych

Wykorzystanie pomiarów współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta_1$ i pojemności C_1 w diagnostyce stanu technicznego przepustów izolatorowych typu OIP przedstawiono na przykładzie uszkodzeń przepustów izolatorowych 110 kV, 220 kV i 400 kV transformatorów energetycznych, które skutkowały ich poważnymi awariami.

a) uszkodzenie przepustu izolatorowego 110 kV w transformatorze 70 MVA

W trakcie normalnej pracy transformatora doszło do nagej degradacji układu izolacyjnego jednego z przepustów izolatorowych 110 kV strony GN, co skutkowało wystąpieniem doziemienia i eksplozją przepustu (Rys. 1). Odłamki porcelany z eksplodującego przepustu izolatorowego uszkodziły lokalnie porcelanę sąsiednich dwóch przepustów 110 kV.

Wyniki pomiarów współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta_1$ i pojemności C_1 uszkodzonego przepustu z ostatniego okresu eksploatacji transformatora nie stwierdziły przekroczenia typowych wartości dopuszczalnych podawanych przez producenta przepustu.

Zakres remontu transformatora przeprowadzonego w miejscu jego zainstalowania obejmował: wymianę 3-ch przepustów 110 kV na nowe, naprawę uszkodzonego wyprowadzenia fazowego 110 kV i obróbkę oleju transformatora.



Rys. 1. Uszkodzony przepust izolatorowy 110 kV transformatora 70 MVA

b) uszkodzenie przepustu izolatorowego 220 kV w transformatorze 160 MVA

W trakcie eksploatacji transformatora 160 MVA doszło do eksplozji izolatora przepustowego 220 kV fazy L2 strony GN. Uszkodzenie izolatora przepustowego skutkowało wystąpieniem zwarcia jednofazowego i powstaniem pożaru w obszarze stanowiska transformatora. Akcja gaśnicza pożaru transformatora została zakończona stosunkowo szybko (Rys. 2). Badania poawaryjne transformatora przeprowadzono po zabudowaniu zastępczego izolatora przepustowego 220 kV, w miejsce zdemontowanego uszkodzonego w wyniku eksplozji. Pozytywne wyniki badań potwierdzające poprawny wewnętrzny stan techniczny transformatora zdecydowały o tym, że podjęto decyzję o usunięciu powstałych uszkodzeń w transformatorze bezpośrednio na stanowisku pracy. Porcelanowe elementy eksplodującego izolatora przepustowego 220 kV doprowadziły do uszkodzeń mechanicznych porcelany izolatorów przepustowych 220 kV pozostałych faz i porcelany izolatorów przepustowych 110 kV strony DN i punktu neutralnego. Nastąpiło również uszkodzenie porcelany aparatury elektroenergetycznej zainstalowanej w sąsiednim polu 110 kV. W wyniku powstania pożaru nastąpiło uszkodzenie osprzętu transformatora i lokalne opalenia powierzchni kadzi.

Analiza wyników pomiarów współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta_1$ i pojemności C_1 uszkodzonego przepustu z ostatnich lat eksploatacji transformatora nie stwierdziła przekroczenia typowych wartości dopuszczalnych podawanych przez producenta przepustu.



Rys. 2. Uszkodzony przepust izolatorowy 220 kV transformatora 160 MVA

c) uszkodzenie przepustu izolatorowego 400 kV w transformatorze 250 MVA

W trakcie normalnej pracy transformatora 250 MVA nastąpiła eksplozja izolatora przepustowego 400 kV w fazie „L2” strony GN, a następnie doszło do pożaru transformatora (Rys. 3). Eksplozja izolatora przepustowego spowodowana została przebiciem doziemnym w części kondensatorowej. W wyniku silnego wyładowania łukowego nastąpił szybki rozkład oleju znajdującego się w przepuście i gwałtowny wzrost ciśnienia gazów jako produktów rozkładu oleju. Doprowadziło to do eksplozji osłony porcelanowej przepustu i zapalenia się oleju oraz izolacji papierowej nasyconej olejem, a następnie do szybkiego rozprzestrzenienia się pożaru transformatora. Gwałtowny rozwój pożaru transformatora był wynikiem wycieku oleju z kadzi transformatora. Prawdopodobnie w początkowym etapie pożaru wyciek oleju nastąpił z konserwatora przełącznika zaczepek poprzez uszkodzony szklany olejowskaz, który został rozbity przez kawałek porcelany z eksplozującego przepustu, bądź pękł pod wpływem wysokiej temperatury palącego się oleju.

W trakcie rozwoju pożaru nastąpiło rozszczenie kadzi i wypływ oleju poprzez uszkodzone chłodnice. W wyniku pożaru nastąpiło kompletne zniszczenie transformatora (Rys. 3) wraz z infrastrukturą jego otoczenia np. bramka transformatora, misa olejowa.



Rys. 3. Uszkodzone w wyniku eksplozji i pożaru przepusty izolatorowe strony 400 kV transformatora 250 MVA

W tabeli nr 5 zestawiono wyniki pomiarów współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta_1$ i pojemności C_1 uszkodzonego w wyniku eksplozji izolatora przepustowego 400 kV fazy L2 transformatora, wykonane w ostatnim okresie eksploatacji transformatora 250 MVA przed zaistniałą awarią. Wyniki tych pomiarów były pozytywne i nie budziły zasadniczych zastrzeżeń.

Tabela nr 5

izolator przepustowy typu COT420/243/750/1550 firma HAEFELY			
faza L2	U_{pom} [kV]	$\text{tg}\delta_1$ [%]	C_1 [pF]
pomiary fabr. – 1986 r.	10,0	0,347	540
pomiary – 1997 r.	10,0	0,370	538
pomiary – 2004 r.	10,0	0,380	537
pomiary – 2006 r.	10,0	0,270	569

W okresie poprzedzającym awarię transformatora 250 MVA wykonano również badania termowizyjne rozkładu temperatury na powierzchni izolatorów przepustowych 400 kV. Pomiar termowizyjny rozkładu temperatury na powierzchni izolatorów przepustowych 400 kV wykazały różnice w rozkładach temperatury. Izolator przepustowy 400 kV fazy L2 w porównaniu z pozostałymi izolatorami charakteryzował się najwyższą nierównomiernością rozkładu temperatury ok. $1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Jednak nie można było jednoznacznie stwierdzić, że powyższa nierównomierność rozkładu temperatury na powierzchni izolatora przepustowego 400 kV fazy L2

była wynikiem początku rozwoju stanu awaryjnego przepustu.

W ostatnim okresie doszło do awarii bliźniaczego transformatora o mocy 250 MVA, gdzie również przyczyną awarii była eksplozja przepustu izolatorowego 400 kV fazy L1, prowadząca w konsekwencji do pożaru transformatora (Rys. 4).



Rys. 4. Uszkodzony w wyniku eksplozji przepustu izolatorowego fazy L1 strony 400 kV i pożaru bliźniaczy transformator 250 MVA

4. Podsumowanie

Zapobieżenie poważnym awariom transformatorów pracujących w systemie elektroenergetycznym, spowodowanych przez uszkodzenie izolatorów przepustowych wymaga zwiększenia częstości badań przepustów w ramach bieżącej kontroli stanu technicznego transformatora. Podstawową metodą badań izolatorów przepustowych typu OIP pozostaje nadal pomiar współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta_1$ i pojemności C_1 . Metoda ta nie daje jednak pełnej informacji o stanie technicznym izolatora przepustowego, co potwierdza duża ilość poważnych awarii transformatorów energetycznych w ostatnim okresie, spowodowanych uszkodzeniem (eksplozją) przepustu izolatorowego i prowadzącym w szereg awarii do pożaru transformatora.

Przedstawione w artykule awarie transformatorów energetycznych wywołane uszkodzeniem przepustu izolatorowego charakteryzowały się tym, że wyniki ostatnich badań stanu technicznego przepustów izolatorowych (standardowy obecny zakres badań) były pozytywne. Stąd celowym wydaje się poszerzenie zakresu dotychczasowych badań przepustów izolatorowych

o inne metody diagnostyczne przedstawione w artykule, co w publikacjach swoich pracowników proponuje także Energopomiar-Elektryka Gliwice [1].

Układy diagnostyki *on-line* stanu technicznego przepustów izolatorowych pozwalają na wcześnie wykrycie anomalii prowadzących do obniżenia ich stanu technicznego oraz radykalnie zmniejszają ilość wyłączeń transformatora, koniecznych przy badaniu izolatorów metodami tradycyjnymi. Układy te wymagają jednak znacznych nakładów finansowych i ich zastosowanie w chwili obecnej ogranicza się do transformatorów zainstalowanych w węzłowych stacjach systemu elektroenergetycznego. Zastosowanie suchych izolatorów przepustowych typu ERIP ogranicza ryzyko eksplozji izolatora i wystąpienia pożaru transformatora energetycznego. Z uwagi jednak na stosunkowo krótki okres eksploatacji tego typu przepustów izolatorowych brak jest doświadczeń odnośnie ich trwałości i żywotności.

5. Literatura

- [1]. Buchacz J., Szymański Zb., Warczyński P.: *Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową*. Materiały konferencyjne: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wisła-Jawornik 2010, ss. 143-156.
- [2]. *Diagnostic Recommendation for Bushings type COS/COT*. Materiały firmy Trench nr 4-787829.1999.
- [3]. Figura M., Mański P.: *Izolatory przepustowe dużych transformatorów sieciowych - doświadczenia eksploatacyjne oraz ich wpływ na zarządzanie populacją izolatorów*. Materiały konferencyjne: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wisła-Jawornik 2010, ss. 105-119.
- [4]. Kapinos J.: *Evaluation of technical condition of power transformer*. XII International Symposium on Electric Machinery in Prague, 'ISEM'2004, 08-10 Sept. 2004, Prague, pp.52-59.
- [5]. Kapinos J.: *Uszkodzenia eksploatacyjne transformatorów energetycznych*. XLVI Międzynarodowe Sympozjum Maszyn Elektrycznych, 'SME'2010, Gliwice-Ustroń 21-24.06.2010, Zeszyty Problemowe - Maszyny Elektryczne BOBRME KOMEL, Nr 88, Katowice 2010, ss. 201-207.
- [6]. Kapinos J.: *Operating damages of bushings in power transformers*. XIX International Symposium on Electric Machinery in Prague, 'ISEM'2011, 07-08 Sept. 2011, Prague, pp. 61-68.
- [7]. *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów*. Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2006.

Autor

dr inż. Jan Kapinos
e-mail: jan.kapinos@polsl.pl
Politechnika Śląska
Instytut Elektrotechniki i Informatyki
Zakład Maszyn Elektrycznych i Inżynierii Elek-
trycznej w Transporcie
ul. Akademicka 10a, 44-100 Gliwice
tel.: 32-237-14-47

Artykuł opracowano w ramach projektu badaw-
czego Narodowego Centrum Nauki nr
6025/B/T02/2011/40.