

*transformatory, diagnostyka, wyladowania niezupełne, chromatografia gazowa,
izolatory przepustowe, przelaczniki zaczepow*

Kazimierz ZAKRZEWSKI*

PRACE DIAGNOSTYCZNE W DZIEDZINIE DUZYCH TRANSFORMATOROW W POLSCE

Praca ma charakter przegladowy i dotyczy prac diagnostycznych prowadzonych w Polsce w odniesieniu do transformatorow energetycznych, zwlaszcza duzych mocy. Wyszczegolniono badania wyladowan niezupelnych, diagnostyke oleju transformatorowego za pomoca chromatografii gazowej, badanie przelacznikow zaczepow i izolatorow przepustowych. Literatura obejmuje nowsze publikacje blizsze zastosowaniom przemyslowym i eksploatacyjnym transformatorow. Badania sa scisle zwiazane z problematyka zarzadzania eksploatacja transformatorow w gospodarce elektroenergetycznej.

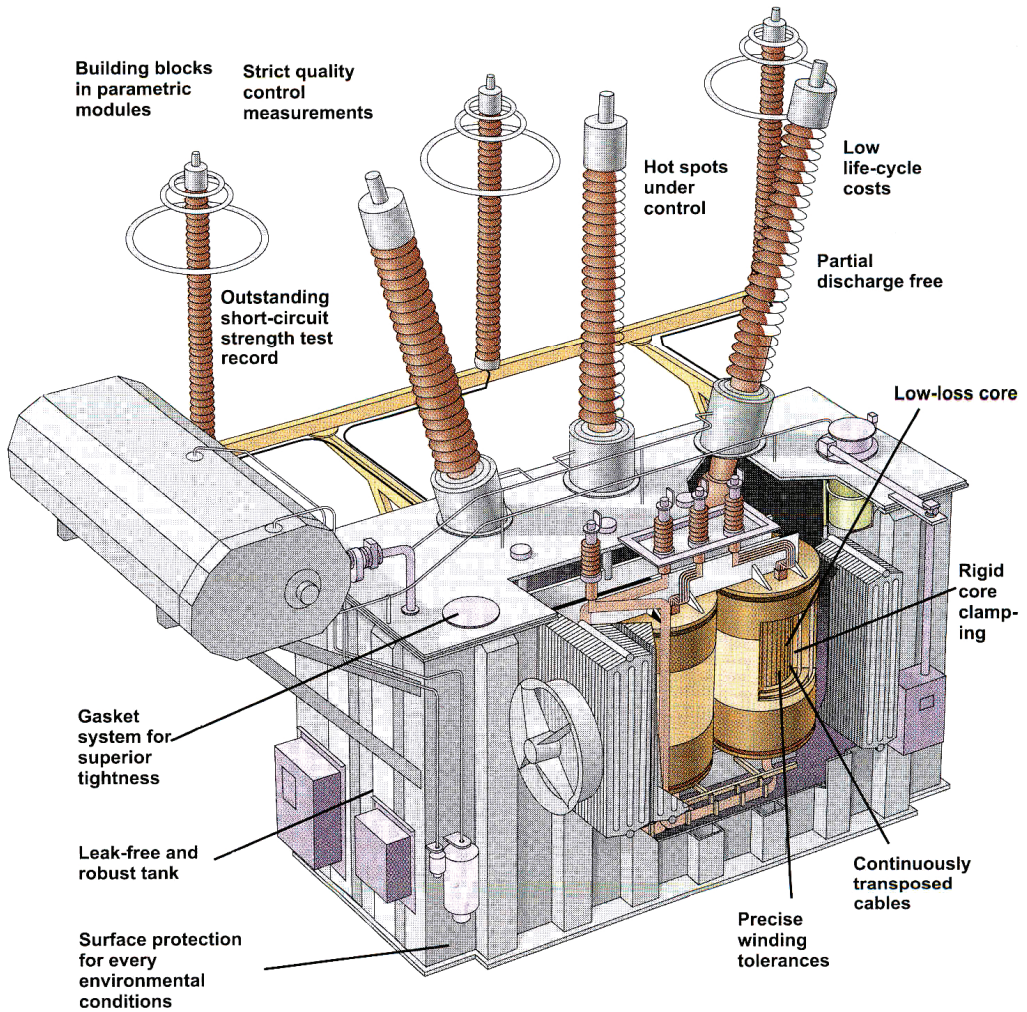
1. WSTEP

Transformatory stanowia jeden z drozszych skladnikow sieci elektroenergetycznych. Dbalosc o ich zdolnosc eksploatacyjna wiaze sie z nakladami finansowymi. Pod pojeciem zarzadzania eksploatacja transformatorow kryja sie nowoczesne sposoby dyspozycji, nadzoru i sterowania tymi urzadzeniami polaczone z coraz doskonalsza diagnostyka techniczna.

W ramach Komitetu Studiow A2 „Transformatory” CIGRE powolana zostala Grupa Robocza A2-20 „Aspekty ekonomiczne gospodarowania transformatorami” (*Economics of Transformer Menagement*) [10]. DoSwiadczenia polskie w tym zakresie zawarto w pracy [23]. W wyniku prac wspomnianej Grupy powstal przewodnik przeznaczony dla personelu, ktory odpowiada za ekonomiczne aspekty zarzadzania eksploatacja transformatorow [6]. Obejmuje on cztery obszary:

- zarzadzanie ryzykiem,
- wymagane warunki techniczne i zakupy,
- zagadnienia eksploatacyjne,
- procedury decyzyjne: naprawa, modernizacja, wymiana.

* Instytut Mechatroniki i Systemow Informatycznych Politechniki Lodzkiej, ul. B. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Lodz.



Rys. 1. Budowa transformatora z serii TRAFO STAR według projektu ABB [25]

Fig. 1. Construction of transformer from series TRAFO STAR according to ABB project [25]

Zarządzanie eksploatacją w Polsce zasadza się na przepisach zawartych w Ramowej Instrukcji Transformatorów [19], modernizowanej co kilka lat. Chociaż nie jest ona dokumentem obligatoryjnym, to jest bardzo często wykorzystywana przy opracowaniu szczegółowych instrukcji eksploatacji. Transformatory różnią się konstrukcją, wiekiem i stanem eksploatacji, dlatego trudno sporządzić dla nich instrukcję o charakterze uniwersalnym.

2. ZAGROŻENIA EKSPLOATACYJNE

W polskim systemie przesyłowym pracuje ok. 200 sztuk transformatorów sieciowych o mocy 160 MVA i większej, górnym napięciu przewodowym 220 kV i 400 kV. Transformatory dużych mocy (grupy I i II) zainstalowane w energetyce krajowej zostały wyprodukowane przez fabryki w Żychlinie, Łodzi, dawne Zakłady Remontowe Energetyki w Lublińcu (obecnie TURBO CARE), a transformatory mniejszej mocy w Łodzi-Janowie (obecnie POLIMEX MOSTOSTAL ZREW). Pojedyncze jednostki blokowe i sieciowe pochodzą z Austrii (ELIN), Japonii (HITACHI), Ukrainy (ZAPOROŻTRANSFORMATOR), a ostatnio z Korei Południowej (HYUNDAI). Duża liczba tych transformatorów ma staż w po zainstalowaniu dłuższy niż 30 lat.

Transformatory te wykazują oznaki zesterzenia izolacji i tendencje do zawilgoce-
nia. Jednakże ze względu na przewymiarowaną izolację papierową i nie wykorzystanie ciepłne uzasadniona jest ich dalsza eksploatacja.

W transformatorach projektowanych i wytwarzanych współcześnie najczęściej

- rozwijają się uszkodzenia wewnętrzne z powodu przegrzań i wyładowań niezupełnych (wnz) i zupełnych,
- ulegają uszkodzeniom przełączniki zacze-
pów pod obciążeniem,
- następują uszkodzenia izolatorów przepustowych (w transformatorach najwyższych napięć),
- powstają zagrożenia związane z obecnością cząstek stałych oraz siarki korozyjnej w oleju.

3. WYŁADOWANIA NIEZUPEŁNE

Izolacja papierowo-olejowa w dużych transformatorach pozostaje nadal najlepszym rozwiązaniem oddzielającym obszary o różnych potencjałach, a sam olej jest przekąźnikiem wymiany ciepła generowanego stratami w rdzeniu, uzwojeniach, częściach konstrukcyjnych, dopływach i odpływach. Zgodnie z klasyfikacją podaną przez J. Skubisa w pracy [21], wyładowania niezupełne występujące w izolacji papierowo-olejowej można scharakteryzować następująco:

- a) wyładowania niezupełne występujące we wtrącinach gazowych,
- b) wyładowania ślizgowe (powierzchniowe),
- c) wyładowania niezupełne na lokalnych ostrzach (ulotowe, typu mostkowego),
- d) wyładowania występujące w cząstkach o nieokreślonym potencjalne, przymieszających się w oleju (opiłki żelazne i miedziane).

Podczas wyładowań niezupełnych obserwuje się:

- impuls prądowy i emisję fali elektromagnetycznej,
- chemiczny rozkład oleju i celulozy,
- impuls ciśnieniowy wywołujący falę akustyczną.

3.1. METODY ELEKTRYCZNE

W celu oceny wyładowań niepełnych wykorzystuje się odpowiednio metody elektryczne [21] polegające na pomiarach:

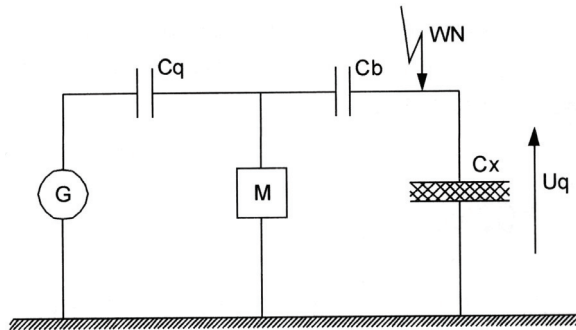
- ładunku pozornego,
- zakłóceń radioelektrycznych,
- impulsów w paśmie UHF,
- średniego kwadratu ładunków,
- z zastosowaniem metody mostkowej,
- z zastosowaniem metody watomierzowej.

Od pewnego czasu prowadzi się badania nad wykorzystaniem do ocen wyładowań niepełnych:

- pomiaru światła emitowanego przez wyładowania,
- pomiaru ciepła powstającego wskutek wyładowania,
- pomiaru gradientu ciśnienia w obszarze wyładowania.

Do tych prac zaliczyć należy publikację P. Frąacza w zakresie oceny wyładowań niepełnych w izolatorach wysokiego napięcia, jeśli chodzi o charakterystyki częstotliwościowe przydatne w badaniach i próbę oceny za pomocą kamery termowizyjnej [5].

Z metod elektrycznych należy wyróżnić pomiar ładunku pozornego, stosowany dość powszechnie w wytwórniach i w eksploatacji. Prosty schemat metody przedstawiono na rys. 2 (metoda ERA) [21].



Rys. 2. Schemat układu pomiarowego metody ERA. G – generator impulsów prostokątnych, M – miernik, C_b – kondensator sprzęgający, C_q – kondensator wzorcowy, C_x – kondensator odwzorowujący pojemnościowo badany obiekt [21]

Fig. 2. System of method ERA measurement. G – rectangular impulse generator, M – measurement instrument, C_b – couple capacitor, C_q – standard capacitor, C_x – simulation capacitor of the object [21]

Wartość ładunku pozornego Q_p wyładowania można obliczyć według wzoru (1) w założeniu, że impuls prostokątny skalujący i impuls mierzonego wyładowania są sobie równe.

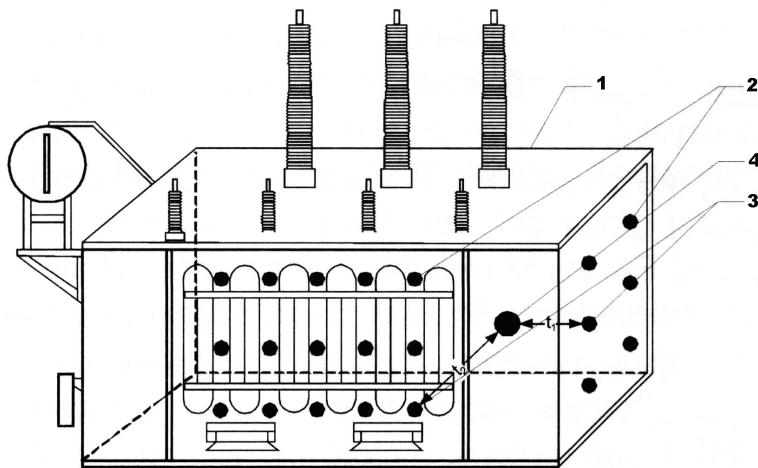
$$Q_p = U_q C_q \left(1 + \frac{c_x}{c_b} \right) \quad (1)$$

Zaletą metody jest możliwość rozróżniania wyładowań zewnętrznych od wewnętrznych, wadą wrażliwość na zakłócenia i ocena zagrożeń według amplitud wyładowań, bez uwzględnienia energii wyładowania.

Wpływ energii wyładowań na niszczenie izolacji uwzględnia pomiar średniego kwadratu napięcia impulsu. W sprawie pozostałych metod elektrycznych odsyłamy czytelnika do literatury [12].

3.2. METODA EMISJI AKUSTYCZNEJ

Podczas wyładowań niepełnych, jedynie niewielka część energii zamienia się na energię mechaniczną (akustyczną), gdyż większość zamienia się na energię cieplną, chemiczną oraz jest emitowana elektromagnetycznie. Powstająca fala rozchodzi się kuliście z miejsc generacji, których może być wiele, co sprawia, że impulsy akustyczne są przesunięte względem siebie w czasie i przestrzeni. Istnieje możliwość lokalizacji miejsc wzn. tzw. metodą osłuchową (według amplitud drgań) triangulacyjną (według czasów propagacji). Zaleca się, aby podczas eksploatacji wykorzystywać badania metodą osłuchową ze względu na posługiwanie się jednym torem pomiarowym.



Rys. 3. Ideowe przedstawienie triangulacyjnej metody lokalizacji wyładowań.

1 – szkielet kadzi transformatora, 2 – rozmieszczenie punktów pomiarowych, 3 – punkty, do których sygnały EA docierają w najkrótszym czasie, 4 – zlokalizowany punkt wystąpienia wyładowań [21]

Fig. 3. Idea of triangulation method localization of partial discharges. 1 – transformer tank, 2 – localization of sensors, 3 – points from which is observed the shortest time penetration of EA signals, 4 – estimated place of partial discharges generation [21]

4. CHROMATOGRAFIA GAZOWA

Chromatografia gazowa została wykorzystana do analizy oleju transformatorowego degradowanego podczas eksploatacji pod względem fizykochemicznym i dielektrycznym.

Naturalne starzenie jest powodowane wpływem temperatury, tlenu z atmosfery i pola elektrycznego [14, 17, 18, 20, 22]. Znaczne zmiany temperaturowe w transformatorze występują zwykle podczas awarii, związanych z wyładowaniami wewnętrznymi wskutek zwarć łukowych, przegrzań połączeń elektrycznych i zwiększonych strat dodatkowych w częściach konstrukcyjnych. Działanie wyładowań niezupełnych, początków niegroźne, z biegiem czasu powoduje zmiany fizykochemiczne, które mogą sygnalizować miejsca przyszłych uszkodzeń w izolacji. Analiza gazów rozpuszczonych w oleju metodą chromatograficzną jest szeroko stosowana do wczesnego wykrywania wolno rozwijającego się uszkodzenia powodującego degradację oleju lub materiałów izolacyjnych.

Badane zawartości gazów, takich jak: wodór, metan, etan, etylen, acetylen, tlenek węgla, dwutlenek węgla, azot i tlen odpowiednio zinterpretowane stały się obecnie użytecznym narzędziem do nadzorowania stanu technicznego transformatorów olejowych.

Związki powstające podczas utleniania węglowodorów wpływają szkodliwie na izolację stałą (degradacja celulozy), natomiast inne związki chemiczne powiększają stratność dielektryczną ($tg\delta$) z powodu zwiększenia absorpcyjnych właściwości papieru.

Wymagane granice wykrywalności gazów wyrażone w $\mu\text{l/l}$ z podziałem na badania fabryczne i eksploatacyjne zostały określone przez normę IEC [9].

W ciągu ostatnich lat podstawowym dostawcą oleju Nytro na rynek polski była szwedzka firma Nynas. Są to oleje naftenowe, przy produkcji których stosowano proces hydorafinacji, preferowany obecnie w olejach elektroizolacyjnych nowej generacji. Dzięki badaniom chromatograficznym stwierdzono, między innymi, powstawanie gazów pasożytniczych po nagrzewaniu oleju w stosunkowo niskiej temperaturze (nagrzewanie w ciągu 164 godz. w temperaturze $100\text{ }^{\circ}\text{C}$) [17].

Tabela 1. Gazy pasożytnicze wytworzone w różnych rodzajach olejów mineralnych w warunkach testu opracowanego przez TF 15/12-01-11 [17]

Table 1. Parasitic gases generated by mineral oil of different sort according to TF 15/12-01-11 test [17]

Rodzaj oleju (test: $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 164 godz.)	Wodór H_2 [ppm]	Metan CH_4 [ppm]
Nytro 10X	73	0
Diala S	187	9
Univolt 52	73	5
Nytro 10 GBN	269	145
Voltesso 35	92	158
Voltesso 35 (nowa generacja oleju)	2399	105

Wyniki zawiera tabela 1, w której dla porównania podano skład gazów rozpuszczonych w oleju przed przeprowadzeniem testu.

W tabeli 2 za pracą [20] zamieszczono wyniki badań DGA dla kilku uszkodzonych transformatorów, a szczegóły uszkodzeń poznano dopiero po przeprowadzeniu badań oleju i demontażu transformatora.

Prowadzone są badania w zakresie analizy statystycznej stężeń gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym, gdyż stężenia te są zmienna losową.

Autorzy pracy [16] stwierdzają, że traktowanie ilości gazu rozpuszczonego w oleju transformatora jako zmiennej losowej stwarza możliwość zastosowania analizy statystycznej do opracowania metod diagnostycznych, wspomagających już istniejące. Prace zespołu F. Mosińskiego pozwalają na wykorzystanie statystyki nie tylko w celu wyznaczenia wartości typowych stężeń gazów dla określonego prawdopodobieństwa defektu, ale także śledzenia wybranych deskryptorów statystycznych i badania jednomodalności rozkładu statystycznego, jako wskaźników wystąpienia i rozwoju defektu.

Tabela 2. Wyniki badań DGA [20]
Table 2. Results of DGA investigation [20]

Transformator	25 MVA, 110 kV TDR3b 25000/110	25 MVA, 115 kV TNARCA 25000/110	2,5 MVA, 15,0/6,0 kV Tod 2500/15/6	63 MVA, 121 kV TFR 3a 63000/121x	1 MVA, 15 kV TO 1000/15
Skład i koncentracja gazów					
H ₂	65	169	181,9	13,7	17,5
CH ₄	94	495	189,5	73,2	35,4
C ₂ H ₆	1007	183	139,7	550,8	67
C ₂ H ₄	83	1059	551,3	22,9	11,5
C ₂ H ₂	9	50	460,4	17,3	---
C ₃ H ₈	1135	40	107,5	629	103,5
C ₃ H ₆	130	527	312,8	33,4	65,3
CO	218	65	109,8	85,1	237,2
CO ₂	5565	1848	1518,6	1257,4	2124
Suma gazów palnych	3062	2694	2052,9	1425,4	537,4
Postawiona diagnoza	Miejscowe niskotemperaturowe przegrzanie 150–300 °C	Przegrzanie powyżej 700 °C	Wyładowania łukowe o wysokiej energii	Miejscowe przegrzanie 200–300°C	Przegrzanie 150–200 °C, termiczny rozkład celulozy
Wyniki oględzin wewnętrznych	Odształcenia mechaniczne uzwojeń DN, ślady lokalnych przegrzań	Przerwa na uzwojeniu GN. Upalone połączenie uzwojenia podstawowego	Uszkodzone uzwojenie regulacyjne	Ślady przegrzań na uzwojeniach, rozprasowany rdzeń oraz obwody zwarte	Luźne styki na beznapięciowym przełączniku zacsepów, ślady szlamu na części aktywnej transformatora

5. DIAGNOSTYKA PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

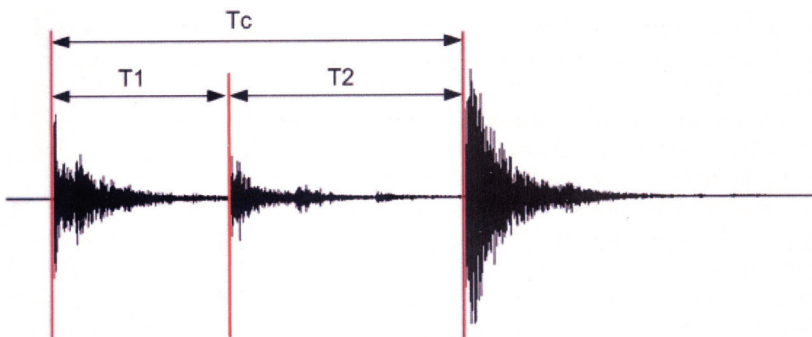
Ważną częścią składową transformatorów dużych mocy są podobciążeniowe przełączniki zaczepów (PPZ), które służą do regulacji napięcia w sieci. Dotyczy to zarówno transformatorów systemowych, jak również rozdzielczych i specjalnych np. piecowych stosowanych w hutnictwie.

Diagnostyka PPZ w Polsce jest głównie oparta na badaniach oscylograficznych w stanie pracy off-line. Budowa przełączników jest dość skomplikowana i składa się z wybieraka oraz elementów łączeniowych. Po pewnym czasie elementy stykowe zużywają się wskutek ścierania i erozji spowodowanej wyładowaniami. Osobne trudności sprawiają elementy mechanicznego przenoszenia momentu obrotowego [2,7].

W pracy [7] obejmującej system nadzoru PPZ monitorowane są: prąd płynący przez przełącznik w chwili rozpoczęcia przestawiania pozycji, przebieg mocy czynnej silnika napędu PPZ w trakcie zmiany pozycji zaczepej, opcjonalny sygnał z czujnika obrotu zainstalowanego na wale napędu, stan wyłącznika napędu, temperaturę oleju itp., ułatwiające bieżącą informację o stanie przełącznika zaczepej.

A. Cichoń, autor pracy [2], po wieloletnich doświadczeniach, zaproponował wykorzystanie metody emisji akustycznej (EA) do oceny stanu PPZ. Zaproponował również system diagnostyczny, wykorzystujący wyżej wymienioną metodę.

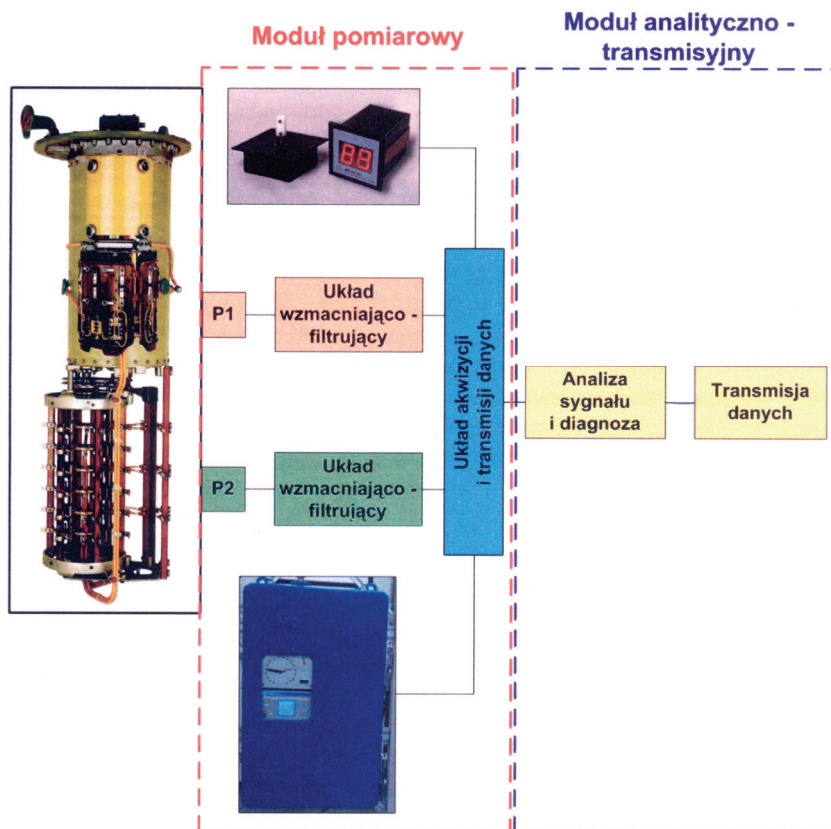
Wyładowania elektryczne powstające podczas procesu łączeniowego PPZ generują sygnały EA o częstotliwościach ok. 350 kHz. W pomiarach została przyjęta częstotliwość próbkowania 1000 kHz. Drgania w wybranych obszarach przełącznika odbierane są za pomocą czujników piezoelektrycznych. Analiza sygnałów jest dokonywana w dziedzinie czasu i w konwencji czasowo-częstotliwościowej. Przebieg akustyczny zwiera struktury czasowe jak na rys. 4.



Rys. 4. Sposób wyznaczania czasów charakterystycznych w sygnałach EA generowanych przez PPZ [2]
 Fig. 4. Definition of characteristic periods in EA signals generated by tape-changer [2]

W trakcie modelowania defektów, odstępy czasowe między tymi strukturami ulegały zmianom. Do wyznaczenia czasów charakterystycznych zostało wykorzystane

specjalistyczne oprogramowanie służące do analizy sygnałów EA i wibroakustycznych opracowane w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Opolskiej. Schemat blokowy systemu diagnostyki przedstawiony został na rys. 5.



Rys. 5. Schemat blokowy systemu diagnostyki PPZ on-line opartego na metodzie EA [2]

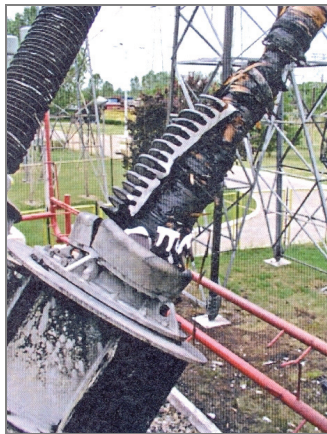
Fig. 5. Block scheme of tape-changer diagnosis system with application EA method [2]

Ważnym kierunkiem dalszych prac nad tym zagadnieniem powinno być stworzenie bazy tzw. „odcisków palca” dla różnych typów PPZ znajdujących się w eksploatacji dla celów dalszego monitoringu.

6. DIAGNOSTYKA IZOLATORÓW

Obecnie w kraju w eksploatacji znajduje się ok. 1200 sztuk transformatorowych izolatorów przepustowych na napięcie 110 kV i większe. Są to przepusty typu olej-powietrze, w większości z izolacją papierowo-olejową (OIP Oil Impregnated Paper)

w osłonie porcelanowej. Wyjątkiem są 3 przepusty na 400 kV typu olej-SF₆. Od pewnego czasu dla nowych jednostek zamawiane są izolatory (400 kV, 220 kV, 110 kV) z papierem nasączonym żywicą epoksydową, tzw. suche (*ERIP Epoxy Resin Impregnated Paper*), zawsze w osłonie kompozytowej, których ilość można określić na ok. 10% wszystkich wymienionych izolatorów. Skutki uszkodzenia izolatorów napełnionych olejem mogą być katastrofalne. Zachodzi konieczność stosowania rozwiązań wykluczających, bądź eliminujących ryzyko wystąpienia eksplozji i pożaru wskutek uszkodzenia izolatora [1].



Rys. 6. Izolator na napięcie rzędu 400 kV po eksplozji [1]
Fig. 6. Isolator of the range 400 kV after explosion [1]

W ostatnich latach uszkodzenia izolatorów były przyczyną znacznej liczby poważnych awarii transformatorów w energetyce krajowej [4].

Ocenia się, że wiek izolatorów, dla których występuje najczęściej awarii zawiera się w granicach 15–20 lat.

Większość izolatorów przepustowych wysokiego napięcia jest wyposażona w zacisk pomiarowy, pozwalający wykonać stosowane dotychczas badania off-line, które ograniczały się do pomiarów $\text{tg}\delta$ oraz pojemności izolatorów na wyłączonych transformatorach. Przykładowe pomiary $\text{tg}\delta$ na transformatorach blokowych w Elektrowni w Bełchatowie wykonywane były dwójako: między zaciskiem liniowym a izolowanym zaciskiem pomiarowym izolatora przepustowego lub między zaciskiem pomiarowym a uziemionym kołnierzem i zaciskiem liniowym izolatora przepustowego. Wykazały one duże różnice między sposobami pomiaru i różne wartości dla trzech izolatorów fazowych, co skłoniło do dalszej obserwacji badanych obiektów[13].

Obecnie stosuje się także analizę DGA oleju w przypadku izolacji olejowo-papierowej oraz metodę spektroskopii dielektrycznej FDS. Metoda ta polega na wyznaczeniu współczynnika strat dielektrycznych oraz pojemności w funkcji częstotli-

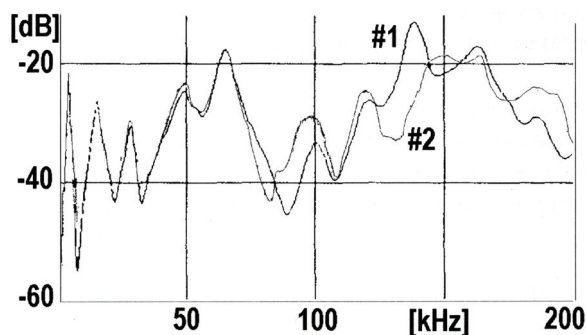
wości. Może być ona z powodzeniem zastosowana do kompletnego izolatora, jak również pobranych próbek oleju.

Monitoring on-line wykorzystuje czujniki (pojemnościowe lub rezystancyjne) podłączone do zacisków pomiarowych izolatorów, przy czym najczęściej mierzonym parametrem jest prąd upływu. Na podstawie analizy sumy prądów upływu dla trzech izolatorów z jednej strony (GN) transformatora obliczana jest zmiana pojemności oraz współczynnika $\text{tg}\delta$ izolatorów. Zmiana parametrów obliczana jest ze stosunku amplitud i faz prądów upływu, dlatego nie można porównywać ich bezpośrednio z wartościami pojemności i $\text{tg}\delta$ zmierzonymi w trybie off-line. Diagnostyka ta wykorzystuje trend zmian monitorowanych parametrów. Jako wielkości alarmowe, uważa się przekroczenie prądu nie zrównoważenia od 5 do 20% i współczynnika $\text{tg}\delta$ od 1 do 5% [1].

7. METODA FRA

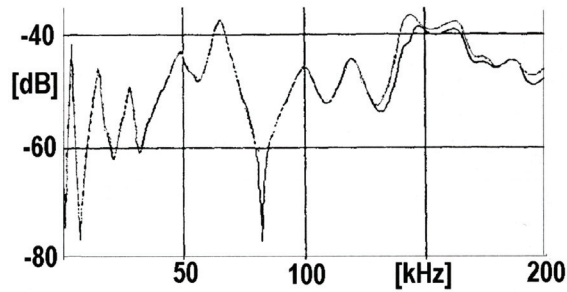
Transformatory w eksploatacji narażone są na zwarcia, co skutkuje siłami dynamicznymi, które mogą powodować odkształcenia uzwojeń, w szczególnych przypadkach prowadzących do poważnych awarii. Następuje to zwłaszcza po kilku powtarzających się zwarcia, które powodują kolejne odkształcenia uzwojeń.

Transformatory o znaczeniu strategicznym są badane okresowo pod kątem wczesnego wykrycia tych uszkodzeń. Odbywa się to poprzez zastosowanie metody analizy odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia FRA (*Frequency Response Analysis*) [3, 15, 24]. Według R. Malewskiego [15], napięcie probiercze o częstotliwości zmieniającej się od kilkudziesięciu herców do kilku megaherców jest doprowadzane do przepustu na izolatorze i odpowiedź jest rejestrowana w punkcie neutralnym lub na przepuście drugiego izolatora tej samej fazy.



Rys. 7. Funkcja przenoszenia transformatora, którego uzwojenie uległo odkształceniu: najwyższe dwa zwoje cewki zostały podniesione o kilka centymetrów #1 oraz to samo uzwojenie przed deformacją #2 [14]

Fig. 7. Transmission function of transformer with displacement of two end wires about some centimeters #1 and before deformation #2 [14]



Rys. 8. Funkcja przenoszenia uzwojenia sprasowanego i po zdjęciu szcęk pasujących.

Nieznaczna zmiana wysokości uzwojenia spowodowała czytelną różnicę pomiędzy porównywanymi funkcjami przenoszenia w zakresie częstotliwości powyżej 120 kHz [14]

Fig. 8. Transmission function of press winding and after depression with small displacement of the wires.

The readable function difference is observed over 120 kHz [14]

Funkcja przenoszenia stanowi widmo przebiegu prądu zarejestrowanego na krańcu neutralnym uzwojenia podzielone przez widmo napięcia udarowego przyłożonego do zacisku wysokiego napięcia. Stosowana jest także funkcja przenoszenia między uzwojeniem pierwotnym i wtórnym tej samej fazy. Przebieg tej funkcji to szereg wierzchołków występujących przy częstotliwości drgań własnych, spowodowanych rezonansem szeregowym pomiędzy pojemnością doziemną oraz pojemnością między cewkami uzwojenia a indukcyjnością rozproszenia uzwojenia. Wymagana jest przy tym krzywa rezonansowa dla transformatora nowego, która stanowi odniesienie do dalszych porównań. Jest to tzw. wzorzec – „odcisk palca” (*finger print*). Różnice między przebiegami dla transformatora nowego i eksploatowanego mogą wskazywać na powstanie zwoju zwartego (znaczne i niebezpieczne uszkodzenie), już przy częstotliwościach kilku kiloherców. Natomiast niewielkie odkształcenia uzwojeń można zidentyfikować dopiero przy wyższych częstotliwościach. Funkcję przenoszenia oblicza się przy zastosowaniu transformaty Fouriera do niskonapięciowego udaru przyłożonego do przepustu GN oraz do przebiegu prądu zarejestrowanego punkcie neutralnym, który stanowi odpowiedź uzwojenia na przyłożony udar. To samo postępowanie dotyczy funkcji przenoszenia między uzwojeniem GN i DN w tej samej fazie.

8. WNIOSKI

W zakresie zarządzania eksploatacją transformatorów w Polsce, podobnie jak w innych krajach, stosuje się zabiegi zmierzające do sprawdzania stanu technicznego poprzez okresowe badania zgodnie z Ramową Instrukcją Eksploatacji Transformatorów. W tych zagadnieniach wiodącą rolę odgrywa ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA w Gliwicach. W pracach bierze udział szereg pracowni o charakterze przemysłowym (fabrycznym) i eksploatacyjnym (PSE, Instytut Energetyki Oddział w Łodzi, Grupy

Energetyczne), przy współpracy z ośrodkami akademickimi w Polsce. Od wielu lat prowadzi się prace diagnostyczne w zakresie badania stanu olejów transformatorowych, izolatorów przepustowych, więcej uwagi poświęca się przełącznikom zacze- pów pod obciążeniem, wdraża się metodę FRA.

Należy podkreślić, że istnieje wyraźna tendencja do monitoringu stanu transformatorów w systemie on-line. Powstały już konkretne projekty oraz rozwiązania techniczne i aplikacje w elektroenergetyce o różnym stopniu zaawansowania. Zagadnienie to jest bardzo szerokie i wymagałoby oddzielnego omówienia

LITERATURA

- [1] BUCHACZ J., SZYMAŃSKI Z., WARCZYŃSKI P., *Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 27–29 kwietnia 2010 r., s. 143–156.
- [2] CICHON A., *Nowa metoda diagnostyki stanu technicznego podobciążeniowych przełączników zacze- pów*, Wyd. Politechniki Opolskiej, Opole 2011.
- [3] FLORKOWSKI M., FURGAŁ J., *Rozpoznawanie uszkodzeń transformatorów na podstawie funkcji przenoszenia transformatorów*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 12, 2007, s. 60–63.
- [4] FIGURA M., MAŃSKI P., *Izolatory przepustowe dużych transformatorów sieciowych – doświadczenia eksploatacyjne oraz ich wpływ na zarządzanie populacją izolatorów*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 27–29 kwietnia 2010 r., s. 105–120.
- [5] FRĄCZ P., *Wykorzystanie optycznych sygnałów emitowanych przez wyladowania elektryczne w diagnostyce transformatorów*, Wydawnictwo Politechniki Opolskiej, 2011.
- [6] *Guide on Economics of Transformer Menagement*, Brochure, No. 248.
- [7] GIL W., ANDRZEJEWSKI M., SOBOCKI R., *Monitorowanie on-line pracy podobciążeniowego przełącznika zacze- pów transformatora*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 16–18 kwietnia 2008 r., s. 171–180.
- [8] IEC 61184:2007, *Mineral oil filled electrical equipment-application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment*.
- [9] IEC 60567:2005, *Oil filled electrical equipment sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases*. Guidance.
- [10] KAŻMIERSKI M., OLECH W., PAWŁOWSKI D., *Aktualne problemy zarządzania eksploatacją transformatorów*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 16–18 kwietnia 2008 r., s. 3–21.
- [11] KAŻMIERSKI M., *Diagnostyka stanu technicznego izolatorów przepustowych transformatorów*, Mat. Forum ABB Transformatory Energetyczne, 25–26 listopada 2009 r., s. 195–224.
- [12] KOŁTUNOWICZ W., *Rejestracja wyladowań niezupełnych w zakresie wysokich częstotliwości (UHF)*, Transformatory w eksploatacji, Wydawnictwo Energo-Complex, kwiecień 2005 r., s. 189–195.
- [13] ŁUKASZEWSKI J., NIEWIERSKI R., *Zapobieganie awarii transformatorów poprzez wczesne wykrywanie uszkodzeń izolatorów przepustowych wysokiego napięcia*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 26–28 kwietnia 2006 r., s. 207–214.
- [14] MALEWSKI R., *Odkształcenia uzwojeń*, Transformatory w eksploatacji, Wydawnictwo Energo-Complex, s. 197–215.
- [15] MICOR S., WARCZYŃSKI P., *Badania stanu mechanicznego uzwojeń metodą odpowiedzi częstotliwościowej (SFRA)*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 26–28 kwietnia 2006 r., s. 215–217.

- [16] MOSIŃSKI F., PIOTROWSKI T., *Statystyka DGA*, Mat. Konferencji Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 13–15 października 2010 r., s. 103–114.
- [17] OLEJNICZAK H., BUCHACZ T., BEDNARSKA B., *Powstawanie gazów w transformatorach napełnionych olejem mineralnym związane z występowaniem uszkodzeń wewnętrznych*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 16–18 kwietnia 2008 r., s. 121–132.
- [18] OLECH W., OLEJNICZAK H., BUCHACZ T., *Problemy związane z występowaniem siarki korozyjnej w olejach transformatorowych*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 16–18 kwietnia 2008 r., s. 181–192.
- [19] *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów ZPBE*, Energopomiar – Elektryka, Gliwice 2006.
- [20] SKOWRON A., KOZAK R., *Badanie olejów elektroizolacyjnych a stan techniczny transformatorów*, Mat. Konferencji Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 13–15 października 2010 r., s. 115–124.
- [21] SKUBIS J., *Pomiary i lokalizacja wyladowań niezpełnych*, Transformatory w eksploatacji, Wydawnictwo Energo – Complex, kwiecień 2005 r., s. 175–188.
- [22] SŁOWIKOWSKA H., *Wskaźniki diagnostyczne procesów cieplnych zachodzących w izolacji celulozowej transformatorów olejowych*, Mat. Konferencji Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 13–15 października 2010 r., s. 87–101.
- [23] SOBOCKI R., KAŻMIERSKI M., OLECH W., *Technical and Economic Assessment of Power Transformers*, the Polish Practice, CIGRE 2002, Rep. No. 12,104.
- [24] WITCZAK P., WNUK Ł., *Możliwości diagnostyczne analizy odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatora*, Mat. Konferencji Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów, Wisła–Jawornik, 16–18 kwietnia 2008 r., s. 103–110.
- [25] ZAKRZEWSKI K., *Transformatory największych mocy i napięć-problematyka techniczna i badawcza*, Zeszyty Problemowe KOMEL Maszyny Elektryczne, nr 83, 2009, s. 1–12.

DIAGNOSIS WORKS IN THE FIELD OF GREAT TRANSFORMERS IN POLAND

The overview of the diagnosis works in the field of great transformers in Poland has been described. The diagnosis of partial discharges, oil investigation with application gas chromatography, on-load tap-changers diagnosis, high voltage isolators investigation etc. has been presented. The selected bibliography deals strongly with industry and exploitation applications. The investigations are connected with technical and economics assessment of transformers in power systems.