



Tomasz PIOTROWSKI

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

Poprawa wykrywalności uszkodzeń izolacji transformatorów metodami DGA przy wykorzystaniu logiki rozmytej

Streszczenie. W artykule przedstawiono metody DGA bazujące na ilorazach charakterystycznych gazów rozpuszczonych w oleju. Zaproponowano rozszerzenie tych metod o elementy logiki rozmytej. Zamieszczono szereg przykładów obliczeniowych potwierdzających poprawę wykrywalności uszkodzeń.

Abstract. (Efficiency improvement of power transformer fault detection by DGA methods utilizing fuzzy logic). DGA methods based on gas ratios are presented in the paper. Some extension of these methods utilizing fuzzy logic are proposed. Several examples of successful diagnosis which proved sense of such extension are given.

Słowa kluczowe: diagnostyka transformatorów, DGA, logika rozmyta.
Keywords: power transformer diagnosis, DGA, fuzzy logic.

Wstęp

Wśród wielu metod diagnostycznych opracowanych dla transformatorów energetycznych za podstawową uważa się metodę analizy gazów rozpuszczonych w oleju (Dissolved Gas Analysis, w skrócie DGA). Jest to metoda bezinwazyjna, nie wymagająca wyłączenia transformatora z ruchu. Pozwala na wykrycie defektów we wczesnym stadium oraz śledzenie ich rozwoju w czasie.

DGA jest praktycznie jedyną metodą, która pozwala wykrywać uszkodzenia o różnym charakterze - zarówno cieplnym, jak i elektrycznym.

Na świecie został opracowany i jest stosowany cały szereg sposobów interpretacji pomierzonych stężeń gazów rozpuszczonych w oleju. Biorą one pod uwagę bezwzględne wartości tych stężeń, dynamikę ich zmian w określonej jednostce czasu lub wzajemne relacje pomiędzy wybranymi gazami.

Pomimo tego, że metody DGA stosowane są w diagnostyce transformatorów od wielu lat to ciągle podejmowane są próby zwiększenia wiarygodności diagnoz wypracowywanych tymi metodami. Z jednej strony uaktualnia się wartości stężeń gazów stosowanych jako kryterialne przy stwierdzeniu występowania defektu i określaniu jego charakteru, z drugiej zaś wprowadza się nowe narzędzia matematyczne, na których zastosowanie pozwolił szybki rozwój technik informatycznych. Narzędzia te wykorzystują teorię zbiorów przybliżonych, logikę rozmytą, sztuczne sieci neuronowe, czy też algorytmy genetyczne.

W kolejnych punktach artykułu przedstawiono przegląd rodziny metod DGA wykorzystujących ilorazy charakterystyczne oraz wskazano na przyczyny mogące w niektórych przypadkach skutkować brakiem diagnozy lub jej błędnym wynikiem. Zaproponowano rozszerzenie tych metod o elementy logiki rozmytej podając jednocześnie podstawowe informacje teoretyczne dotyczące tego problemu. Załączono przykłady obliczeniowe, które pozwalają na sformułowanie ogólnych wniosków dotyczących stosowania metod ilorazowych zarówno w wersji klasycznej, jak i w wersji z wnioskowaniem rozmytym. Dane przyjęte do obliczeń pochodzą z transformatorów, dla których występowanie defektu potwierdzone zostało rewizją wewnętrzną.

Wybrane metody DGA wykorzystujące ilorazy charakterystyczne

Metody ilorazowe (wykorzystujące relacje pomiędzy parami gazów) pozwalają na określenie charakteru defektu występującego w transformatorze. Sprawdzenie, czy defekt faktycznie występuje powinno zostać przeprowadzone posiłkując się innymi metodami, np. kontrolującymi stężenia gazów lub dynamikę ich zmian w czasie. Postępowanie takie jest wskazane także wtedy, gdy metoda tylko na bazie wyznaczonych ilorazów wskazuje, że defekt nie występuje i ma miejsce naturalny proces starzenia izolacji papierowo-olejowej.

Do najbardziej znanych metod ilorazowych, mających jednocześnie umocowanie w normach, należą metoda Rogersa [1] oraz metoda IEC zarówno w wersji z 1978 [2], jak i 1999 roku [3]. W dalszej części referatu metody IEC, zależnie od wersji, oznaczane będą odpowiednio IEC 599 i IEC 60599.

We wszystkich wymienionych metodach brane są pod uwagę trzy ilorazy charakterystyczne: $R1 = CH_4/H_2$, $R2 = C_2H_2/C_2H_4$ oraz $R5 = C_2H_4/C_2H_6$.

W metodzie Rogersa defekt rozpoznawany jest na podstawie bezpośredniego określenia relacji pomiędzy wyznaczonymi wartościami ilorazów R1, R2 i R5 zgodnie ze schematem przedstawionym w tabeli 1. W tej metodzie można zdiagnozować 5 defektów oraz dodatkowo normalny proces starzeniowy izolacji transformatora.

Tabela 1. Zestawienie diagnoz w metodzie Rogersa [1].

R2	R1	R5	Diagnoza
< 0,1	0,1 – 1,0	< 0,1	Normalne starzenie
< 0,1	< 0,1	< 0,1	Wyładowania niepełne
0,1 – 3,0	0,1 – 1,0	> 3,0	Wyładowanie łukowe
< 0,1	0,1 – 1,0	1,0 – 3,0	Przegrzanie, niska temp.
< 0,1	> 1,0	1,0 – 3,0	Przegrzanie, temp. <700°C
< 0,1	> 1,0	> 3,0	Przegrzanie, temp. >700°C

W metodzie IEC 599 tworzony jest najpierw, na podstawie wartości ilorazów charakterystycznymi, kod składający się z 3 znaków. Następnie na podstawie tego kodu określany jest defekt (spośród 8 możliwych) lub stwierdza się proces normalnego starzenia izolacji papierowo-olejowej. Kryteria tworzenia kodu oraz sposób formułowania diagnozy przedstawiono odpowiednio w tabelach 2 i 3.

Tabela 2. Kryteria tworzenia kodu w metodzie IEC 599 [2]

	R2	R1	R5
< 0,1	0	1	0
0,1 – 1,0	1	0	0
1,0 – 3,0	2	2	1
>3,0	2	2	2

Tabela 3. Zestawienie diagnoz w metodzie IEC 599 [2]

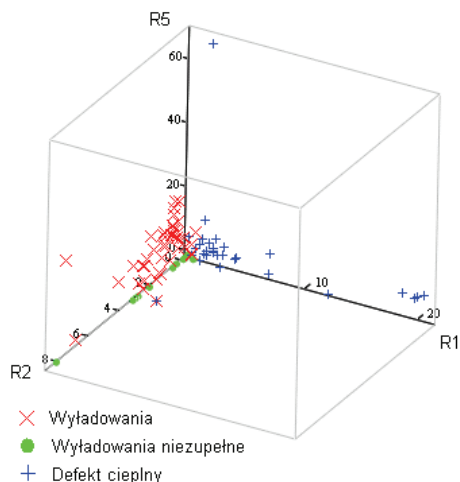
Kod	Diagnoza
0 0 0	Normalne starzenie
0 1 0	Wyładowania niepełne o małej gęstości energii
1 1 0	Wyładowania niepełne o dużej gęstości energii
1 0 1, 1 0 2, 2 0 1, 2 0 2	Wyładowania niskoenergetyczne
1 0 2	Wyładowania wysokoenergetyczne
0 0 1	Uszkodzenie cieplne, temp. <150°C
0 2 0	Uszkodzenie cieplne, temp. 150°C - 300°C
0 2 1	Uszkodzenie cieplne, temp. 300°C - 700°C
0 2 2	Uszkodzenie cieplne, temp. > 700°C

W metodzie IEC 60599 można zdiagnozować sześć przypadków uszkodzeń. Defekt rozpoznawany jest na podstawie bezpośredniego określenia relacji pomiędzy wyznaczonymi wartościami ilorazów charakterystycznych zgodnie ze schematem przedstawionym w tabeli 4.

Tabela 4. Zestawienie diagnoza w metodzie IEC 60599 [3].

R2	R1	R5	Diagnoza
-	< 0,1	< 0,2	Wyładowania niepełne
> 0,1	0,1 – 0,5	> 1,0	Wyładowania niskoenergetyczne
0,6 – 2,5	0,1 – 1,0	> 2,0	Wyładowania wysokoenergetyczne
-	> 1,0	< 1,0	Uszkodzenie cieplne, temp. <300°C
< 0,1	> 1,0	1,0 – 4,0	Uszkodzenie cieplne, temp. 300°C - 700°C
< 0,2	> 1,0	> 4,0	Uszkodzenie cieplne, temp. > 700°C

Chociaż zaprezentowane metody wykorzystują te same ilorazy charakterystyczne to różnią się szczegółowością diagnoz oraz przedziałami liczbowymi, w których muszą znaleźć się wartości ilorazów, aby otrzymać diagnozy o podobnym typie uszkodzenia. Analiza obydwu wersji metody IEC wskazuje na częściowe pokrywanie się przedziałów wartości ilorazów, w których lokalizuje się różnialne w tych metodach defekty.



Rys.1. Lokalizacja podstawowych typów defektów w przestrzeni wyznaczonej przez ilorazy R1, R2 i R5.

Żadna z powyższych metod nie jest w stanie wygenerować diagnozy dla wszystkich możliwych kombinacji wartości ilorazów R1, R2 i R5. Wystarczy, że wartość tylko jednego z ilorazów minimalnie przekroczy ustaloną dla danego defektu granicę przedziałów, a od razu skutkuje to brakiem diagnozy lub rozpoznaniem defektu różnego od faktycznie występującego. Wynika to z tego, że mierzone stężenia gazów rozpuszczonych w oleju są zmiennymi losowymi i wszystkie wyznaczone przedziały uwzględniają nie tylko fizykę zachodzących w izolacji zjawisk, ale są również efektem statystycznej obróbki danych potwierdzonych wewnętrznymi rewizjami transformatora. Przykład lokowania się defektów w przestrzeni wyznaczonej wartościami R1, R2 i R5 na podstawie zebranych przez autora, opisywanych w literaturze, rzeczywistych usterek przedstawia rysunek 1.

Nie bez znaczenia na końcowy rezultat pomiarów, a więc wyznaczone wartości ilorazów i w konsekwencji otrzymaną diagnozę ma również fachowość pobierania próbek, warunki jej dostarczenia do laboratorium oraz jakość dokonanej w tym laboratorium analizy [4].

W celu ograniczenia wpływu położenia wartości ilorazów w pobliżu przewidzianych przez metody granic na otrzymywane diagnozy można wprowadzić do tych metod elementy wnioskowania rozmytego.

Zbiory i wnioskowanie rozmyte

Stosując klasyczne wnioskowanie w metodzie Rogersa (tabela 1) stwierdza się, że wyładowania niepełne mają miejsce, gdy wartość ilorazu R1 jest mniejsza od 0,1. W przypadku, gdy wartość tego ilorazu wynosi np. 0,101 wniosek taki jest całkowicie eliminowany, choć można raczej stwierdzić, że nadal wskazuje ona na wyładowania niepełne, ale z mniejszą pewnością. Innymi słowy ostry przedział wartości 0,0 – 0,1 został rozmyty, a przynależność do niego określona z pewnym stopniem wiarygodności.

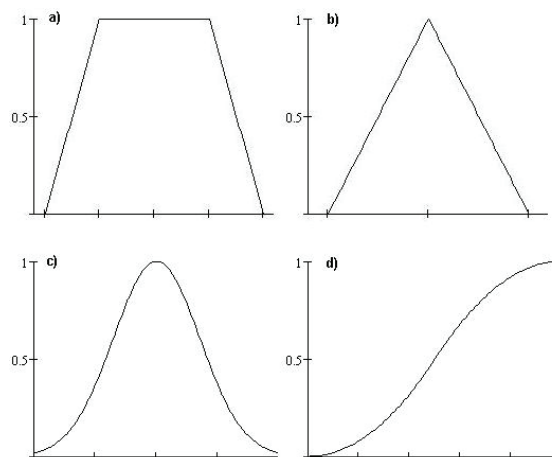
Zbiór rozmyty **A** za [5] określa się zatem jako zbiór par:

$$(1) \quad A = \{ (x, \mu_A(x)); x \in X \}$$

gdzie **A** jest nazywana funkcją przynależności zbioru rozmytego **A**.

$$(2) \quad \mu_A : X \rightarrow [0,1]$$

Jako funkcje przynależności stosuje się funkcje: trapezową, trójkątną, gaussowską, typu s i wiele innych. Funkcje te zostały przedstawione na rysunku 2.



Rys.2. Funkcje przynależności: (a) trapezowa, (b) trójkątna, (c) gaussowska i (d) typu s.

Wykorzystując w diagnostyce DGA zbiory rozmyte konieczne jest wykonywanie na nich operacji przecięcia (iloczyn logiczny) i połączenia (suma logiczna). Operacja przecięcia zbiorów ma przykładowo miejsce, gdy w metodzie Rogersa prowadzone jest wnioskowanie typu: „Przegrzanie, niska temp.”, gdy R2 jest w przedziale rozmytym (0,1 – 1,0) i R1 jest w przedziale rozmytym (0,1–1,0) i R5 jest w przedziale rozmytym (1,0 – 3,0). Operacja połączenia ma z kolei miejsce przykładowo w metodzie IEC 599, gdy rozpoznajemy defekt typu „Wylądowania niskoenergetyczne” i sprawdzane jest czy ilorazy R2, R1, R5 znajdują się w przedziałach rozmytych dających kod 101 lub w przedziałach dających kod 102 lub w przedziałach dających kod 201 lub w przedziałach dających kod 202.

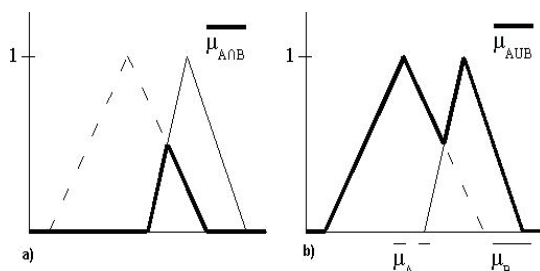
Funkcja przynależności przecięcia zbiorów rozmytych **A** i **B** określana jest za pomocą t-normy, której jedną z realizacji jest:

$$(3) \quad \mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x))$$

Analogicznie funkcja przynależności połączenia zbiorów rozmytych **A** i **B** określana jest za pomocą t-konormy (s-normy), której jedną z realizacji jest:

$$(4) \quad \mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x))$$

Graficzna ilustracja realizacji operacji przecięcia i połączenia zbiorów rozmytych zdefiniowanych funkcjami trójkątowymi przedstawiona jest na rysunku 3.



Rys.3. Graficzne przedstawienie funkcji przynależności przecięcia (a) oraz połączenia (b) zbiorów rozmytych **A** i **B**

Praktyczne zastosowanie zbiorów i wnioskowania rozmytego w diagnostyce metodami DGA

W celu sprawdzenia wpływu zastosowania wnioskowania rozmytego na możliwość poprawy wykrywania defektów transformatora metodami DGA wprowadzono elementy tego wnioskowania do wcześniej przedstawionej metody Rogersa, IEC 599 i IEC 60599.

Wszystkie przedziały ostre określone w wymienionych metodach dla ilorazów R1, R2 i R5 zastąpiono przedziałami rozmytymi definiując funkcje przynależności jako funkcje trapezowe.

Przy definiowaniu funkcji przynależności przyjęto, że w miejscu odpowiadającym granicy ostrej jej wartość będzie zawsze równa 0,5. Założenie takie pozwala na stwierdzenie, że jeśli wiarygodność otrzymanej diagnozy z zastosowaniem wnioskowania rozmytego jest równa bądź większa niż 0,5 to klasyczna metoda daje również taką samą diagnozę. Dodatkowo zastosowano rozmycie granic ostrych lewo- i prawostronne, odpowiadające 20% szerokości przedziału, który te granice stanowią.

Szczegółowy sposób adaptacji metod DGA do potrzeb wnioskowania rozmytego został przedstawiony przez autora w [6] na przykładzie metody IEC 60599.

W tabeli 5 zebrano kilka dostępnych w literaturze zestawów wyników pomierzonych stężeń gazów

rozpuszczonych w oleju, dla których potwierdzono występowanie defektu na podstawie rewizji wewnętrznej transformatora.

Tabela 5. Zestawy pomierzonych stężeń gazów w [ppm].

Poz.	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
I [7]	206	198,9	15,1	612,7	74
II [7]	70,4	69,5	10,4	241,2	28,9
III [7]	176	205,9	68,7	75,7	47,7
IV [7]	200	700	1	740	250
V [7]	180	175	4	50	75
VI [8]	48	610		10	29
VII [8]	3675	6392	5	7691	2500
VIII [9]	980	73		12	58

W tabeli 6 zestawiono i porównano wyniki rewizji wewnętrznej transformatora z diagnozami otrzymanymi trzema metodami DGA wykorzystującymi ilorazy charakterystyczne, które zostały zaimplementowane w postaci klasycznej oraz z zastosowaniem wnioskowania rozmytego. Wprowadzone symbole diagnoz oznaczają: BD – brak defektu, T1 - uszkodzenie cieplne o temp. <300°C, T2 - uszkodzenie cieplne o temp. 300°C - 700°C, T3 - uszkodzenie cieplne o temp. >700°C, D - wylądowania (lub D1, D2, gdy możliwe było ich rozróżnienie odpowiednio na niskoenergetyczne i wysokoenergetyczne), PD – wylądowania niezupełne (lub PD1, PD2, gdy możliwe było ich rozróżnienie odpowiednio na wnz o małej i dużej gęstości energii). W przypadku wnioskowania rozmytego podano stopień wiarygodności otrzymanej diagnozy po zaokrągleniu go do trzeciego miejsca po przecinku.

Tabela 6. Porównanie wyników przeglądu wewnętrznego transformatorów i diagnoz wypracowanych metodami DGA

Poz.	Rewizja	Sposób uzyskania diagnozy	
		Metody DGA z wnioskowaniem	
		Klasycznym	Rozmytym
I	T3	Rogers	T3 (0,414)
		IEC 599	T3 (0,414)
		IEC 60599	T3 (0,414)
II	T3	Rogers	T3 (0,468)
		IEC 599	T3 (0,468)
		IEC 60599	T3 (0,468)
III	D1	Rogers	-
		IEC 599	D1 (0,075)
		IEC 60599	-
IV	T2, T3	Rogers	T2 (0,533), T3 (0,467)
		IEC 599	T2 (0,533), T3 (0,467)
		IEC 60599	T2 (1,000)
V	T1	Rogers	BD (0,569)
		IEC 599	BD (0,569), T1 (0,431)
		IEC 60599	-
VI	T1 i T2	Rogers	-
		IEC 599	T1 (0,500)
		IEC 60599	T1 (1,000)
VII	T1 i T2	Rogers	T2 (0,436), T3 (0,567)
		IEC 599	T2 (0,436), T3 (0,567)
		IEC 60599	T2 (1,000)
VIII	PD	Rogers	D (0,917)
		IEC 599	PD1 (0,917), PD2 (0,083)
		IEC 60599	PD (0,483)

Wnioski

Na podstawie zamieszczonych w tabeli 6 wyników przeprowadzonych obliczeń metodami Rogersa, IEC 599 i IEC 6099 można stwierdzić, że:

- niezależnie od zaimplementowanego sposobu wnioskowania nie zawsze możliwe jest uzyskanie diagnozy (pozycja III i VI);
- niezależnie od zaimplementowanego sposobu wnioskowania zawsze wskazane jest zastosowanie więcej niż jednej metody diagnostycznej (pozycja III, V, VI, VIII);
- zastosowanie metod z zaimplementowanym wnioskowaniem rozmytym pozwala na uzyskanie diagnozy w wielu przypadkach, w których zawodzą metody klasyczne.

Możliwy jest dalszy rozwój metod DGA wykorzystujących logikę rozmytą, szczególnie w zakresie doboru kształtu i parametrów funkcji przynależności innych niż podane w artykule. Warunkiem tego jest posiadanie dostatecznie obszernej bazy danych pomiarów gazów rozpuszczonych w oleju potwierdzonych wynikami przeglądów wewnętrznych transformatorów.

LITERATURA

- [1] IEEE Std C57.104-1991, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers
- [2] Rogers R. R., IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis, *IEEE Trans. Electr. Insul.*, EI-13 (1978), No. 5, pp. 349-354

- [3] IEC 60599, Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service - Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis, 1999
- [4] Duval M., Dukarm J., Improving the Reliability of Transformer Gas-in-Oil Diagnosis, *IEEE Elect. Insul. Mag.*, Vol. 21, 2005, No. 4, pp. 21-27
- [5] Rutkowski L., *Metody i techniki sztucznej inteligencji*, PWN, (2005)
- [6] Piotrowski T., Wykorzystanie logiki rozmytej w diagnostyce transformatorów metodami DGA na przykładzie normy IEC – 60599, Int. Conf. on Power Transformers, Transformer'05, Piecryska, 2005
- [7] Ma H., Li Z., Ju P., Han J., Zhang L., Diagnosis of Power Transformer Faults Based on Fuzzy Three-Ratio Method, 7th Int. Power Engineering Conference, 2005
- [8] Duval M., Interpretation of Gas-in-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases, *IEEE Elect. Insul. Mag.*, Vol. 17, 2001, No. 2, pp. 31-41
- [9] Gao N., Zhang G. J., Qian Z., Yan Z., Zhu D. H., Diagnosis of DGA Based on Fuzzy and ANN Methods, Int. Symp. on Electrical Insulating Materials, Toyohashi, Japan, 1998, pp. 767-770

Autor:

dr inż. Tomasz Piotrowski, E-mail: tomasz.piotrowski@p.lodz.pl, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź