

Zastosowanie logiki rozmytej w diagnostyce transformatorów metodami DGA

W artykule przedstawiono zasady stosowania tak zwanej ilorazowej grupy metod w diagnostyce gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym. Przeprowadzono analizę tych metod wykazując przyczyny, dla których nie zawsze możliwe jest uzyskanie poprawnej diagnozy. Zaproponowano rozszerzenie algorytmów o elementy wnioskowania rozmytego, co zwiększa skuteczność metod ilorazowych. Zamieszczono kilkanaście analiz rzeczywistych defektów transformatorów.

The paper presents the principle of so-called ratio methods used in the diagnosis of gases dissolved in transformer oil. An analysis of these methods showing the reasons why it is not always possible to obtain a correct diagnosis was given. The extension of the algorithms to the elements of fuzzy logic which enhance their effectiveness was proposed. Several studies of the actual defects of transformers were also included.

Transformatory olejowe, DGA, metody ilorazowe, logika rozmyta.
Oil immersed transformers, DGA, ratios methods, fuzzy logic.

Wstęp

Wśród licznej grupy metod diagnostycznych opracowanych i stosowanych w celu oceny stanu technicznego transformatorów energetycznych za bezwzględnie podstawową uważa się metodę analizy gazów rozpuszczonych w oleju (DGA – Dissolved Gas Analysis). Metodę charakteryzuje (1) brak konieczności wyłączenia transformatora z ruchu, (2) bezinwazyjność, (3) możliwość wykrywania defektów we wczesnym stadium i śledzenia ich rozwoju w czasie, (4) możliwość wykrywania uszkodzeń o charakterze termicznym i elektrycznym.

Ze względu na swój charakter i znaczenie, szczególnej wagi nabiera problem dążenia do maksymalizacji jej skuteczności rozumianej jako zdolność do rozróżniania jednostek uszkodzonych od sprawnych i w tym pierwszym przypadku prawidłowej oceny charakteru defektu i jego intensywności. Pomimo, że metoda znana i stosowana jest od kilku dziesięcioleci nadal problem jej skuteczności pozostaje aktualny i budzi zainteresowanie na całym świecie.

Wraz z rozwojem technologii informatycznych podejmowane są próby poprawy skuteczności diagnostycznej tej metody poprzez zaawansowaną obróbkę statystyczną lub wykorzystanie sztucznej inteligencji. Jednym z szeroko dyskutowanych w literaturze światowej (lecz nie krajowej) sposobów jest uzupełnienie istniejących już algorytmów interpretacyjnych o elementy logiki rozmytej.

W artykule przedstawiono praktykę stosowania tak zwanej ilorazowej grupy metod, ze szczególną analizą przyczyn, które w określonych przypadkach nie pozwalają uzyskać żadnej diagnozy lub diagnozę błędną. Zaproponowana została jednocześnie możliwość rozszerzenia tych metod o elementy wnioskowania rozmytego, które to zwiększa szansę otrzymania poprawnej diagnozy co zostało wykazane na realnych przypadkach defektów, które wystąpiły w transformatorach energetycznych napełnionych olejem mineralnym.

Metody ilorazowe o ostrych granicach przedziałów

Analiza stężeń gazów rozpuszczonych w oleju oraz dynamiki ich zmian pozwala wykryć występowanie w transformatorze defektu. W celu rozpoznania charakteru tak wykrytego defektu wykorzystuje się zazwyczaj analizę wzajemnych relacji między kilkoma ilorazami par gazów, zwanych ilorazami charakterystycznymi. Do podstawowych ilorazów charakterystycznych zalicza się: CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 i C_2H_4/C_2H_6 . Często, w skrócie, oznacza się je odpowiednio R1, R2 i R5.

Zdefiniowane powyżej ilorazy stanowią podstawę między innymi metody Rogersa [1] oraz metody IEC zarówno w wersji z 1978 [2], jak i 1999 roku [3]. W Polsce, w przypadku dwóch ostatnich wymienionych metod, uzupełnia się je dodatkowo o ilorazy C_3H_6/C_3H_8 i C_2H_4/C_3H_8 w celu bardziej pewnego określenia temperatury charakteryzującej rozpoznany defekt cieplny [4].

Sposób oceny stanu izolacji papierowo – olejowej przez metody ilorazowe o ostrych granicach przedziałów wykorzystujące stężenia gazów rozpuszczonych w oleju, ich ograniczenia oraz sposób adaptacji tych metod do wymogów wnioskowania rozmytego przedstawione zostaną na przykładzie metody IEC w wersji z 1978 roku [2].

W metodzie tej, w celu określenia charakteru defektu najpierw tworzony jest, na podstawie wartości ilorazów charakterystycznych, kod składający się z 3 znaków. Następnie kod ten służy do rozpoznania charakteru defektu występującego w transformatorze lub stwierdzenia procesu normalnego starzenia izolacji papierowo-olejowej. Tworzenie kodu oraz kojarzenie z nim diagnozy przedstawiono odpowiednio w tabeli 1 i 2.

Tabela 1. Kryteria tworzenia kodu w metodzie IEC [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 2. Zestawienie diagnoz w metodzie IEC [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 zaprezentowanej metodzie ilorazowej należy zwrócić uwagę, że jedną z możliwych diagnoz jest stwierdzenie normalnego procesu starzeniowego transformatora. Stwierdzenie takie wydaje się problematyczne, gdyż kod wskazujący na taką diagnozę (a więc i odpowiednie wartości rozpatrywanych ilorazów) można uzyskać zarówno przy niskich, jak i wysokich stężeniach poszczególnych gazów. Wzrastające stężenia gazów rozpuszczonych w oleju zwiększają zaś prawdopodobieństwo uznania transformatora jako posiadającego defekt.

Analizując zawartość tabeli 1 i 2 można zauważyć pewne ułomności metod ilorazowych o ostrych granicach przedziałów, w efekcie czego metody takie nie dają w

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

określonych sytuacjach żadnej diagnozy lub też diagnoza jest niezgodna z faktycznie występującym w transformatorze defektem.

W przypadku kodu złożonego z trzech elementów (0, 1, 2) można uzyskać 27 jego kombinacji. W przedstawionej metodzie diagnozę uzyskuje się tylko dla 11 możliwych kombinacji tego kodu. Istnieje więc szereg przypadków dla których pomierzone stężenia gazów i wyliczone na ich podstawie ilorazy charakterystyczne nie dadzą żadnej diagnozy.

Kolejne ograniczenie wynika z zastosowania ostrych granic przedziałów, z którymi skojarzony jest odpowiedni element kodu. Wystąpienie takich stężeń gazów w oleju transformatora, które spowodują ulokowanie ilorazu charakterystycznego poza granicami (ale jednocześnie w bezpośrednim ich sąsiedztwie) rozważanego przedziału ostrego od razu skutkuje albo całkowitym brakiem diagnozy albo diagnozą błędną.

Biorąc pod uwagę, że stężenia gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym są zmiennymi losowymi, co udowodniono między innymi w [5], powoduje, że omówione problemy mogą być przyczyną wpływającą na ograniczoną skuteczność metod ilorazowych o ostrych granicach przedziałów.

W [6] autor porównał skuteczność wykrywania defektów przez różne metody ilorazowe. Rozważane metody pozwalały uzyskać diagnozę (zależnie od charakteru rzeczywistego defektu) w około 65 % ÷ 85 % przypadków, przy czym diagnoz poprawnych uzyskiwano nawet o kilkanaście procent mniej. Metody ilorazowe najbardziej skuteczne były w przypadku defektów cieplnych najbardziej zaś zawodne w przypadku wylądowań niepełnych.

Jeszcze jednym problemem, który spotyka się w przypadku jednoczesnego wystąpienia defektów o różnym charakterze (np. defekt cieplny i wylądowania) jest brak możliwości prawidłowego ich rozpoznania przez tradycyjne metody ilorazowe.

Jednym z możliwych sposobów ograniczenia wpływu wymienionych niedogodności na skuteczność metod ilorazowych jest wprowadzenie do tych metod rozmytych granic przedziałów i elementów wnioskania rozmytego.

Teoretyczne podstawy wniosowania rozmytego

W tradycyjnej logice można wyróżnić tylko dwa stany: prawdę i fałsz. Odnosząc to do zbiorów uprawnione jest stwierdzenie, że pewien element należy do zbioru (prawda, wartość 1) lub do zbioru nie należy (fałsz, wartość 0). W teorii zbiorów rozmytych sytuacja wygląda mniej jednoznacznie - element może do zbioru przynależeć częściowo (z wartością z przedziału $\langle 0, 1 \rangle$). Zbiór rozmyty A można zatem zdefiniować, jako zbiór par $\{(\mu_A^*(x), x)\}$, w którym x – element zbioru A, $\mu_A(x)$ - funkcja przynależności przypisująca każdemu elementowi x stopień przynależności $\mu_A^*(x)$ do zbioru A [7]. Stopień przynależności jest liczbą rzeczywistą z przedziału $\langle 0, 1 \rangle$.

Funkcje przynależności mogą być reprezentowane między innymi przez funkcje wielokątne (najczęściej trójkątne i trapezowe), wielomianowe, Gaussa, sigmoidalne i harmoniczne.

Na zbiorach rozmytych wykonywane są operacje przecięcia (iloczyn) i połączenia (suma) zbiorów. Istnieje szereg operatorów służących wyznaczeniu funkcji przynależności dla każdego z tych działań.

Przykładowe operatory przecięcia zbiorów:

- Minimum (MIN)

$$(1) \quad \mu_{A \cap B}(x) = \text{MIN}(\mu_A(x), \mu_B(x))$$

- Iloczyn (PROD)

$$(2) \quad \mu_{A \cap B}(x) = \mu_A(x) \cdot \mu_B(x)$$

Przykładowe operatory połączenia zbiorów:

- Maksimum (MAX)

$$(3) \quad \mu_{A \cup B}(x) = \text{MAX}(\mu_A(x), \mu_B(x))$$

- Suma algebraiczna

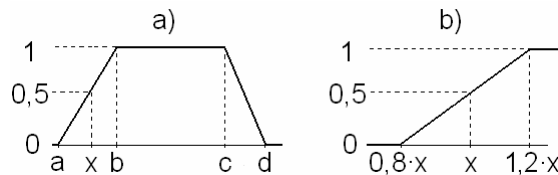
$$(4) \quad \mu_{A \cup B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x) \cdot \mu_B(x)$$

Metody ilorazowe o rozmytych granicach przedziałów

W trakcie projektowania rozmytego systemu wnioskującego (np. o stanie izolacji papierowo – olejowej transformatora) konieczne jest określenie liczby funkcji przynależności, ich kształtu oraz parametrów, wybór operatorów wnioskowania i zdefiniowanie reguł wnioskowania. Realizacja tych zadań wymaga albo wykorzystania wiedzy eksperta, albo zgromadzenia danych numerycznych i osiągnięcia celu poprzez wykonanie odpowiednich obliczeń.

W rozpatrywanym przypadku całą procedurę można w znaczny sposób uprościć adaptując istniejącą już metodę (IEC edycja z 1978 roku), która wykorzystuje logikę dwuwartościową i ostre przedziały liczbowe do potrzeb wnioskowania rozmytego i rozmytych przedziałów liczbowych. Dzięki takiemu podejściu liczba funkcji przynależności będzie określona liczbą przedziałów liczbowych do których „wpadają” wartości poszczególnych ilorazów charakterystycznych i wykorzystane zostaną już istniejące reguły wnioskowania.

Ze względu na prostotę opisu matematycznego i powszechne wykorzystanie w zagadnieniach wnioskowania rozmytego, jako funkcje przynależności zastosowane zostaną funkcje wielokątne trapezowe (rysunek 1a). Sposób rozmycia granic przedziałów ostrych przeprowadzony zostanie zgodnie z przedstawionym na rysunku 1b.



Rys. 1. Trapezowa funkcja przynależności (a) oraz sposób rozmycia granic ostrych (b)

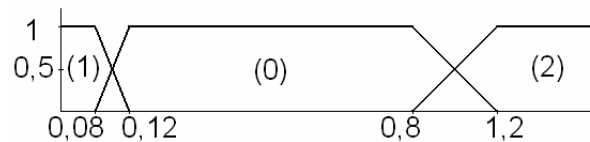
Po zastosowaniu powyższych przekształceń funkcje przynależności definiujące iloraz charakterystyczny R1 (CH₄/H₂) można przedstawić graficznie, jak na rysunku 2 i opisać zestawem następujących równań:

$$(5) \quad R1^{(1)}(x) = \begin{cases} 1 & \text{dla } x < 0,08 \\ (0,12 - x) / 0,04 & \text{dla } 0,08 \leq x \leq 0,12 \\ 0 & \text{dla } x > 0,12 \end{cases}$$

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

$$(6) \quad R1^{(0)}(x) = \begin{cases} 0 & \text{dla } x < 0,08 \\ (x - 0,08)/0,04 & \text{dla } 0,08 \leq x \leq 0,12 \\ 1 & \text{dla } 0,12 \leq x < 0,8 \\ (0,8 - x)/0,4 & \text{dla } 0,8 < x \leq 1,2 \\ 0 & \text{dla } x > 1,2 \end{cases}$$

$$(7) \quad R1^{(2)}(x) = \begin{cases} 0 & \text{dla } x < 0,8 \\ (x - 0,8)/0,4 & \text{dla } 0,8 \leq x \leq 1,2 \\ 1 & \text{dla } x > 1,2 \end{cases}$$



Rys. 2. Funkcje przynależności ilorazu charakterystycznego R1

W sposób podobny do opisanego powyżej, można zapisać zestawy wzorów definiujących funkcje przynależności opisujące dwa pozostałe ilorazy charakterystyczne R2 i R5, występujące w adaptowanej metodzie IEC. Analogicznie również do tego przedstawionego na rysunku 2 można pokazać te funkcje w sposób graficzny.

Porównanie diagnoz uzyskanych w metodzie IEC klasycznej i z zaimplementowaną logiką rozmytą

W celu sprawdzenia, w jaki sposób wprowadzenie przedziałów o rozmytych granicach i wnioskowania rozmytego wpływa na wyniki diagnoz uzyskane przy zastosowaniu metody IEC przeprowadzono szereg obliczeń porównawczych.

Tabela 4. Wartości ilorazów charakterystycznych obliczonych dla analizowanych zestawów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju

Zestaw nr	Źródło	R1 (CH ₄ /H ₂)	R2 (C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄)	R5 (C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆)
1	[8]	0,074	0,083	0,207
2	[9]	0,073	1,000	0,006
3	[10]	0,103	0,143	0,583
4	[11]	0,059	0,021	1,382
5	[9]	0,707	1,028	10,171
6	[12]	0,095	3,909	11,000
7	[12]	1,147	0,225	4,444
8	[12]	7,389	1,153	5,313
9	[13]	0,099	2,939	6,600
10	[14]	5,905	0,027	4,067
11	[9]	2,717	0,006	2,673
12	[15]	0,966	0,025	8,280
13	[9]	12,708	0,100	0,345
14	[16]	2,283	0,103	0,103

Do obliczeń wzięto, pochodzące z literatury, zestawy stężeń gazów rozpuszczonych w oleju transformatorów, dla których był znany rzeczywisty rodzaj występującego uszkodzenia. Dane w postaci już wyznaczonych ilorazów charakterystycznych R1, R2 i R5 przedstawiono w tabeli 4.

Porównanie diagnoz uzyskanych dla poszczególnych zestawów pomiarowych zebrano w tabeli 5, podając w kolejnych kolumnach rzeczywisty rodzaj uszkodzenia występujący w transformatorze oraz uzyskany w metodzie IEC odpowiednio klasycznym i z uwzględnionymi elementami logiki rozmytej. Dla metody z wnioskowaniem klasycznym podano dodatkowo uzyskany kod (nawet jeśli nie był on skojarzony z żadną z diagnoz podanych w tabeli 2), a dla metody z wnioskowaniem rozmytym stopień wiarygodności uzyskanej diagnozy.

W tabeli 5 wprowadzono ogólnie stosowane symbole diagnoz, które oznaczają:

- BD – brak defektu,
- T – uszkodzenie cieplne (lub, gdy można było zidentyfikować zakres temperatur T1 - uszkodzenie cieplne o temp. <300°C, T2 - uszkodzenie cieplne o temp. 300°C - 700°C, T3 - uszkodzenie cieplne o temp. >700°C),
- D - wyładowania (lub D1, D2, gdy możliwe było ich rozróżnienie odpowiednio na niskoenergetyczne i wysokoenergetyczne),
- PD – wyładowania niepełne (lub PD1, PD2, gdy możliwe było ich rozróżnienie odpowiednio na wnz o małej i dużej gęstości energii).

Tabela 5. Porównanie diagnoz otrzymanych w metodzie IEC z wnioskowaniem klasycznym i rozmytym

Zestaw nr	Rzeczywisty defekt	Metoda IEC z wnioskowaniem	
		klasycznym	rozmytym
1	PD1	PD1 (kod 010)	PD1 (0,9167) PD2 (0,0833)
2	PD	PD2 (kod 110)	PD2 (1,0000)
3	PD	- (kod 100)	PD2 (0,4151)
4	PD	- (kod 011)	-
5	D2	D1/D2 (kod 102)	D1 (1,0000) D2 (1,0000)
6	D	- (kod 212)	D1 (0,3810)
7	D	- (kod 122)	D1 (0,1324) D2 (0,1324)
8	D	- (kod 122)	-
9	D	- (kod 112)	D1 (0,4635) D2 (0,4635)
10	T3	T3 (kod 022)	T3 (1,0000)
11	T	T2 (kod 021)	T2 (0,7724) T3 (0,2276)
12	T3	- (kod 002)	T3 (0,4138)
13	T1 i T2	- (kod 120)	T1 (0,5000)
14	T i D	- (kod 121)	T2 (0,4194)

Wnioski

Przedstawione przykłady analizy gazów rozpuszczonych w oleju transformatorów o znanym rzeczywistym rodzaju uszkodzenia potwierdzają, że rozszerzenie metod ilorazowych o elementy wnioskowania rozmytego pozwala zwiększyć skuteczność tych metod. Jednocześnie należy także stwierdzić, że nie jest to sposób na całkowite wyeliminowanie takich przypadków, gdy nie jest uzyskiwana żadna diagnoza. W takiej sytuacji wskazane jest zastosowanie kilku metod interpretujących pomierzone stężenia gazów, co autor wykazał w [6].

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

Jeśli rewizja wewnętrzna transformatora wykazuje nałożenie się kilku defektów to klasyczne metody ilorazowe zazwyczaj nie dadzą żadnej informacji o charakterze defektu. Metody z zaimplementowaną logiką rozmytą są w stanie w wielu takich przypadkach wskazać poprawnie chociaż jedną z przyczyn występujących uszkodzeń.

Główną przyczyną, tego że metody z rozmytymi granicami przedziałów charakteryzuje wyższa skuteczność w wykrywaniu defektów, niż metody z ostrymi granicami jest eliminacja przypadków braku rozpoznania defektu przy lokowaniu ilorazu charakterystycznego poza granicami metody (ale jednocześnie w bezpośrednim ich sąsiedztwie).

Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w latach 2008 - 2010 jako projekt badawczy N N511 375535.

LITERATURA

- [1] IEEE Std C57.104-1991, *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, (2009).
- [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, 349-354
- [3] IEC 60599, *Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service - Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis*, (1999)
- [4] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar – Elektryka, Gliwice (2006)
- [5] Mosiński F., Piotrowski T., New Statistical Methods for Evaluation of DGA Data, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* Vol. 10 (2003), No. 2, 260-265
- [6] Piotrowski T., Porównanie skuteczności rozpoznawania defektów transformatorów energetycznych przez różne metody DGA, *VII Konferencja Naukowo-Techniczna "Transformatory energetyczne i specjalne"*, Kazimierz Dolny (2008), 237-247
- [7] Piegat A., Modelowanie i sterowanie rozmyte, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa (1999)
- [8] Wang M.-H., Extension neural network for power transformer incipient fault diagnosis, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 150 (2003), No. 6, 679-685
- [9] Duval M., dePablo A., Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 17 (2001), No. 2, 31-41
- [10] Domżański T., Olech W., Doświadczenia krajowej energetyki w dziedzinie diagnostyki dużych transformatorów, *Konferencja Transformatorowa Transformator'95*, Kołobrzeg (1995), 101-115
- [11] Zhang Y. et al, An Artificial Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11 (1996), No. 4, 1836-1841
- [12] Tang W. H. et al, A Probabilistic Classifier for Transformer Dissolved Gas Analysis With a Particle Swarm Optimizer, *IEEE Transaction On Power Delivery*, Vol. 23 (2008), No. 2, 751-759
- [13] Siva Sarma D. V. S. S. et al, ANN Approach for Condition Monitoring of Power Transformers Using DGA, *IEEE Region 10 Conference TENCON*, Vol. C (2004), 444-447
- [14] Tang W. H. et al, A Bayesian Network Approach to Power System Asset Management for Transformer Dissolved Gas Analysis, *The 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, China (2008), 1460-1466
- [15] Limin Zhang et al, Power Transformer Fault Diagnosis Based on Extension Theory, *8th International Conference on Electrical Machines and Systems*, Vol. 3 (2005), 1763-1766
- [16] Słowiński B., Diagnostyka transformatora a podejmowanie decyzji przy kwalifikowaniu transformatora do remontu na przykładzie elektrowni Rybnik SA, *Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa Transformator'07*, Toruń (2007), 51-59

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

