

**Tomasz PIOTROWSKI**

POLITECHNIKA ŁÓDZKA, INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI  
ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź

## Weryfikacja skuteczności rozpoznawania defektów transformatorów olejowych przez wybrane metody DGA

Dr inż. Tomasz PIOTROWSKI

Ukończył studia na wydziale Elektrotechniki, Elektroniki Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej w 1990 r. Stopień doktora na tym samym wydziale uzyskał w 2001 r. Pracuje jako adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki PŁ w Łodzi. Główne zainteresowania zawodowe dotyczą diagnozowania urządzeń energetycznych, a w szczególności transformatorów. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z komputeryzacją metod DGA i ich rozszerzeniem o elementy sztucznej inteligencji.



e-mail: tomasz.piotrowski@p.lodz.pl

### Streszczenie

Zweryfikowano i porównano skuteczność wybranych metod DGA (Dissolved Gas Analysis) w rozpoznawaniu podstawowych typów defektów (wyładowania niepełne, wyładowania, defekt cieplny). W tym celu przeprowadzono obliczenia na podstawie pomiarów gazów rozpuszczonych w oleju pochodzących z transformatorów o znanym rodzaju uszkodzenia. Zdefiniowano i obliczono prosty wskaźnik służący do celów porównawczych. Podano możliwości jego praktycznego zastosowania w procesie diagnostycznym.

**Słowa kluczowe:** transformator, diagnostyka, DGA, porównanie skuteczności metod.

### Effectiveness verification of recognition of oil-filled transformer defects by selected DGA methods

#### Abstract

Analysis of gases dissolved in oil is widely used in the diagnosis of transformers with oil-paper insulation. Detection of a fault requires knowledge of typical values of gas concentrations which are specific for particular group of transformers. In Poland the values were determined by Energopomiar [1]. To identify the nature of the defect, there can be used a number of universal methods. The effectiveness of selected DGA (Dissolved Gas Analysis) methods in the diagnosis of basic types of faults (partial discharges, discharges, thermal defect) was verified and compared. For this purpose, the calculations based on measurements of the gases dissolved in the oil of transformers with a known type of faults were carried out. A simple factor for comparative purposes was also defined and calculated. The possibility of its practical application to the diagnostic process was presented. The analyzes performed show, among others, that none of the methods is able to detect the correct faults in all cases of provided data. The number of erroneous diagnoses depend on the actual type of the fault and is the largest for PD. Carrying out calculations with simultaneous use of several methods eliminates, to a large extent, the possibility of making a mistake or lack of diagnosis.

**Keywords:** transformer, diagnosis, DGA, comparison of method effectiveness.

### 1. Wstęp

W najbardziej ogólnym przypadku, przeprowadzając w sposób poprawny ocenę stanu technicznego transformatora na podstawie analizy stężeń gazów rozpuszczonych w oleju, należy uzyskać odpowiedź na trzy pytania. Po pierwsze czy defekt występuje, po drugie czy jest aktywny i wreszcie, jaki jest charakter tego defektu.

Odpowiedź na pytanie pierwsze i drugie można uzyskać porównując stężenia gazów i ich zmianę w czasie z odpowiednimi wartościami typowymi. Wartości typowe stężeń gazów oraz ich przyrostów nie mają charakteru uniwersalnego i są charakterystyczne dla określonej grupy transformatorów. Wyodrębnienie

takiej specyficznej grupy transformatorów może odbywać się na podstawie różnych kryteriów, wśród których do podstawowych należą obecność lub nie podobciążeniowego przełącznika zacze-pów, sposób ochrony oleju, warunki eksploatacji, czy też wiek transformatora. W warunkach krajowych, wartości typowe stężeń gazów określone są dla dwóch grup transformatorów: blokowych i sieciowych [1].

Określenie charakteru defektu, o ile oczywiście wcześniej zostało powzięte podejrzenie jego występowania, odbywa się na podstawie analizy przeprowadzonej wybraną metodą diagnostyczną. Metody te mają charakter uniwersalny, a więc mogą być stosowane niezależnie od wcześniej zdefiniowanych grup transformatorów, dla których były określone typowe wartości stężeń i przyrostów stężeń gazów.

Powszechnie znanych i stosowanych jest co najmniej kilka takich metod. Powstaje oczywiście w związku z tym pytanie, czy metody te charakteryzują się porównywalną skutecznością w rozpoznawaniu charakteru występującego w transformatorze defektu. Próba uzyskania odpowiedzi na tak postawione pytanie jest głównym celem dalej prezentowanych rozważań.

Znajomość stopnia wiarygodności diagnoz uzyskiwanych z metody DGA jest istotna zarówno w przypadku stosowania w procesie diagnostycznym tylko jednej z nich, jak i jednocześnie kilku.

### 2. Wybór i charakterystyka weryfikowanych metod DGA

Weryfikacji i analizie skuteczności rozpoznawania defektów transformatorów olejowych poddano 4 metody DGA. Są to metody: IEC 599, PN-EN 60599, Rogersa i Dornenburga. Zostały one wybrane z uwagi na powołanie się na ich algorytmy w normach oraz powszechność stosowania.

Wszystkie z wymienionych metod wykorzystują wartości stosunków par określonych węglowodorów zwanych ilorazami charakterystycznymi. W celu uproszczenia dalszego zapisu wprowadzono następujące oznaczenia ilorazów charakterystycznych występujących w powyższych metodach:  $R1 = CH_4/H_2$ ,  $R2 = C_2H_2/C_2H_4$ ,  $R3 = C_2H_2/CH_4$ ,  $R4 = C_2H_6/C_2H_2$ ,  $R5 = C_2H_4/C_2H_6$  oraz  $R6 = C_2H_6/CH_4$ .

Metoda IEC 599 [2]

W metodzie IEC 599 wykorzystywane są 3 ilorazy charakterystyczne  $R1$ ,  $R2$  i  $R5$ . W celu określenia defektu najpierw tworzony jest, na podstawie wartości tych ilorazów, 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 (kod 0 0 0). Tworzenie kodu oraz kojarzenie z nim defektu przedstawiono odpowiednio w tabeli 1 i 2.

Tab. 1. Kryteria przypisywania kodu ilorazom w metodzie IEC 599 [2]  
Tab. 1. The criteria for assigning a code to ratios in IEC 599 method [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

Tab. 2. Typy defektów w metodzie IEC 599 [2]  
Tab. 2. Fault types in the IEC 599 method [2]

Kod	Defekt
0 1 0	Wyładowania niepełne o małej intensywności
1 1 0	Wyładowania niepełne o dużej intensywności
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

#### Metoda PN-EN 60599 [3]

W metodzie PN-EN 60599 wykorzystywane są 3 ilorazy charakterystyczne R1, R2 i R5. Zależnie od tego do jakich przedziałów liczbowych zostaną zakwalifikowane wartości tych ilorazów charakterystycznych otrzymuje się jedną z sześciu diagnoz. Stosowne zestawienie zostało podane w tabeli 3.

Tab. 3. Typy defektów w metodzie PN-EN 60599 [3]  
Tab. 3. Fault types in the PN-EN 60599 method [3]

	R2	R1	R5
Wyładowania niepełne	dowolne	<0,1	<0,2
Wyładowania o małej energii	>1	0,1 - 0,5	>1
Wyładowania o dużej energii	0,6 - 2,5	0,1 - 1	>2
Defekt cieplny przy T<300°C	dowolne	>1	<1
Defekt cieplny przy 300°C<T<700°C	<0,1	>1	1 - 4
Defekt cieplny przy T>700°C	<0,2	>1	>4

#### Metoda Rogersa [4]

Metoda Rogersa występuje w dwóch wersjach zależnych od liczby wykorzystanych ilorazów charakterystycznych. Dla potrzeb niniejszej analizy rozpatrzono metodę bazującą na 4 ilorazach: R1, R6, R5 i R2.

Każdemu z ilorazów, zależnie od tego, w jakim przedziale znajduje się jego wartość przypisywany jest specyficzny kod liczbowy. Odpowiednie kryteria podane są w tabeli 4.

Tab. 4. Kryteria przypisywania kodu ilorazom [4]  
Tab. 4. The criteria for assigning a code to ratios [4]

Iloraz	Przedział	Kod
R1	$\leq 0,1$	5
	$> 0,1$ i $< 1$	0
	$\geq 1$ i $< 3$	1
	$\geq 3$	2
R6	$< 1$	0
	$\geq 1$	1
R5	$< 1$	0
	$\geq 1$ i $< 3$	1
	$\geq 3$	2
R2	$< 0,5$	0
	$\geq 0,5$ i $< 3$	1
	$\geq 3$	2

Ostateczny kod diagnozy składa się z czterech elementów i wskazuje na normalną pracę transformatora (kod 0 0 0 0) lub jeden z możliwych jedenastu defektów zgodnie z wytycznymi podanymi w tabeli 5.

Tab. 5. Typy defektów w metodzie Rogersa [4]  
Tab. 5. Fault types in the Rogers method [4]

Kod	Defekt
5 0 0 0	Wyładowania niepełne
1 0 0 0, 2 0 0 0	Przegrzanie poniżej 150°C
1 1 0 0, 2 1 0 0	Punkt gorący 150÷200°C
0 1 0 0	Punkt gorący 200÷300°C
0 0 1 0	Ogólne przegrzanie uzwojeń
1 0 1 0	Prądy wirowe w uzwojeniach
1 0 2 0	Prądy wirowe w kadzi i rdzeniu lub przegrzanie połączeń
0 0 0 1	Przeskok o niskiej energii
0 0 1 1, 0 0 1 2, 0 0 2 1, 0 0 2 2	Wyładowania łukowe o dużej energii
5 0 0 1, 5 0 0 2	Wyładowania niepełne ze ścieżką

#### Metoda Doernenburga [4]

W metodzie Doernenburga wykorzystywane są cztery ilorazy charakterystyczne: R1, R2, R3 i R4. Zależnie od tego, jakie przyjmują one wartości możliwe jest rozpoznanie jednego z trzech typów defektów. W tabeli 6 podano kryteria kojarzenia wartości ilorazów charakterystycznych z odpowiednimi defektami.

Tab. 6. Typy defektów w metodzie Doernenburga [4]  
Tab. 6. Fault types in the Doernenburg method [4]

	R1	R2	R3	R4
Rozkład termiczny	> 1,0	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Wyładowania niepełne	< 0,1	-	< 0,3	> 0,4
Wyładowania	>0,1 i < 1,0	> 0,75	> 0,3	< 0,4

### 3. Procedura weryfikacyjna

W celu zweryfikowania i porównania skuteczności wykrywania defektów przez poszczególne metody przeprowadzono obliczenia w autorskim programie DINO, dla 263 zgromadzonych zestawów pomiarowych. Wszystkie dane pochodziły z transformatorów, dla których znany był rzeczywisty charakter uszkodzenia na podstawie inspekcji wewnętrznej, lub na podstawie dodatkowych badań diagnostycznych.

Ponieważ rodzaj uszkodzenia skojarzony z każdym zestawem pomiarowym był opisany z różnym stopniem szczegółowości konieczne było zawężenie liczby rozpoznanych rzeczywistych uszkodzeń do trzech podstawowych, a mianowicie wyładowań, wyładowań niepełnych i defektu o charakterze cieplnym. W efekcie każdy z tych trzech typów uszkodzeń był reprezentowany przez następującą liczbę pomiarów:

- wyładowania (D) – 85 pomiarów,
- wyładowania niepełne (DP) – 24 pomiary,
- defekt o charakterze cieplnym (T) – 154 pomiary.

Dla zachowania spójności pomiędzy typami defektów reprezentowanych przez pomiary i defektami wykrywanymi przez testowane metody DGA, konieczne było również dla tych metod przeprowadzenie agregacji defektów do trzech podstawowych rodzajów. Sposób agregacji defektów został przedstawiony kolejno w tabeli 7 dla wyładowań niepełnych, w tabeli 8 dla wyładowań i tabeli 9 dla defektu o charakterze cieplnym.

Tab. 7. Agregacja defektu typu wyładowania niezupełne  
Tab. 7. Aggregation of partial discharge type of defects

Metoda			
IEC 599	PN-EN 60599	Rogersa	Doernenburga
Wyładowania niezupełne o małej intensywności, Wyładowania niezupełne o dużej intensywności	Wyładowania niezupełne	Wyładowania niezupełne ze ścieżką	Wyładowania niezupełne

Tab. 8. Agregacja defektu typu wyładowania  
Tab. 8. Aggregation of discharge type of defects

Metoda			
IEC 599	PN-EN 60599	Rogersa	Doernenburga
Wyładowania niskoenergetyczne, Wyładowania wysokoenergetyczne	Wyładowania o małej energii, Wyładowania o dużej energii	Przeskok o niskiej energii, Wyładowania łukowe o dużej energii	Wyładowania

Tab. 9. Agregacja defektu typu uszkodzenia termiczne  
Tab. 9. Aggregation of thermal fault type of defects

Metoda			
IEC 599	PN-EN 60599	Rogersa	Doernenburga
Uszkodzenie cieplne, temp. <150°C, Uszkodzenie cieplne, temp. 150°C-300°C, Uszkodzenie cieplne, temp. 300°C-700°C, Uszkodzenie cieplne, temp. > 700°C	Defekt cieplny przy T<300°C, Defekt cieplny przy T 300°C-700°C, Defekt cieplny przy T>700°C	Przegrzanie poniżej 150°C, Punkt gorący 150-200°C, Punkt gorący 200-300°C, Ogólne prze-grzanie uzwojeń, Prądy wirowe w uzwojeniach, Prądy wirowe w kadzi i rdzeniu lub prze-grzanie połączeń	Rozkład termiczny

W trakcie przeprowadzania obliczeń, gdy wartość jakiegokolwiek ze stężeń gazu była mniejsza od analitycznej granicy wykrywalności zastępowano ją wartością równą tej granicy. Dla wodoru analityczna granica wykrywalności wynosi 5 ppm, a dla węglowodorów 1 ppm.

#### 4. Prezentacja wyników

W przypadku każdej testowanej metody możliwy był do uzyskania jeden z trzech wyników obliczeń: poprawne wykrycie defektu, błędne wykrycie defektu lub też nie wykrycie żadnego defektu. W związku z tym dla każdej metody wyznaczono procentowe wskaźniki pokazujące ile wykryto defektów oraz ile poprawnie wykryto defektów w odniesieniu do analiz przeprowadzonych dla wszystkich zestawów pomiarowych. Takie same wskaźniki wyznaczono również oddzielnie dla każdej grupy zestawów pomiarowych reprezentujących określony typ defektu. We wszystkich przypadkach korzystano ze wzoru (1).

$$\text{wskaźnik } [\%] = \frac{L_{rd} \text{ (lub } L_{prd})}{L_p} 100\% \quad (1)$$

gdzie:  $L_{rd}$  – liczba rozpoznanych defektów,  $L_{prd}$  – liczba poprawnie rozpoznanych defektów,  $L_p$  – liczba zestawów pomiarowych.

#### Wyniki dla wszystkich zestawów pomiarowych

Wyliczone wskaźniki rozpoznawania defektów i poprawnego rozpoznawania defektów dla analiz przeprowadzonych łącznie dla wszystkich zestawów pomiarowych przedstawiono w tabeli 10.

Tab. 10. Wskaźnik [%] rozpoznanych defektów dla wszystkich pomiarów  
Tab. 10. Ratio [%] of defects identified for all measurements

	Rozpoznanych defektów	Poprawnie rozpoznanych defektów
IEC 599	75,66	70,34
PN-EN 60599	74,90	72,62
Rogersa	61,21	55,51
Doernenburga	78,32	76,43

#### Wyniki dla zestawów pomiarowych reprezentujących wyładowania niezupełne

Wyliczone wskaźniki rozpoznawania defektów i poprawnego rozpoznawania defektów dla analiz przeprowadzonych dla zestawów pomiarowych skojarzonych z wyładowaniami niezupełnymi przedstawiono w tabeli 11.

Tab. 11. Wskaźnik [%] rozpoznanych defektów w grupie pomiarów reprezentujących defekt typu wyładowania niezupełne  
Tab. 11. Ratio [%] of defects identified in the group of measurements representing the partial discharge fault type

	Rozpoznanych defektów	Poprawnie rozpoznanych defektów
IEC 599	66,67	58,33
PN-EN 60599	20,83	12,50
Rogersa	70,83	45,83
Doernenburga	62,50	54,17

Ze względu na stosunkowo małą licznosc zestawów pomiarowych skojarzonych z wyładowaniami niezupełnymi otrzymane wyniki należy traktować w sposób szacunkowy. Należy liczyć się z tym, że nawet niewielkie zwiększenie liczności tej grupy pomiarów może skutkować znaczącą zmianą wartości wskaźników.

#### Wyniki dla zestawów pomiarowych reprezentujących wyładowania

Wyliczone wskaźniki rozpoznawania defektów i poprawnego rozpoznawania defektów dla analiz przeprowadzonych dla zestawów pomiarowych skojarzonych z wyładowaniami przedstawione zostały w tabeli 12.

Tab. 12. Wskaźnik [%] rozpoznanych defektów w grupie pomiarów reprezentujących defekt typu wyładowania  
Tab. 12. Ratio [%] of defects identified in the group of measurements representing the discharge fault type

	Rozpoznanych defektów	Poprawnie rozpoznanych defektów
IEC 599	65,88	63,53
PN-EN 60599	67,05	65,88
Rogersa	71,76	64,70
Doernenburga	69,41	65,88

#### Wyniki dla zestawów pomiarowych reprezentujących uszkodzenia o charakterze cieplnym

Wyliczone wskaźniki rozpoznawania defektów i poprawnego rozpoznawania defektów dla analiz przeprowadzonych dla zesta-

wów pomiarowych skojarzonych z defektami typu cieplnego przedstawione zostały w tabeli 13.

Tab. 13. Wskaźnik [%] rozpoznanych defektów w grupie pomiarów reprezentujących defekt typu cieplnego  
Tab. 13. Ratio [%] of defects identified in the group of measurements representing the thermal fault type

	Rozpoznanych defektów	Poprawnie rozpoznanych defektów
IEC 599	82,73	75,97
PN-EN 60599	87,79	86,10
Rogersa	54,03	52,34
Doernenburga	87,79	86,10

## 5. Wnioski

Żadna z testowanych metod DGA nie rozpoznaje w sposób poprawny wszystkich przypadków defektów. Szczegółowa analiza indywidualnych zestawów pomiarowych pokazuje jednak, że jednocześnie zastosowanie kilku metod w sposób skuteczny jest w stanie ograniczyć liczbę przypadków, gdy nie można zidentyfikować rzeczywiście występującego defektu. Znacznym ułatwieniem w przeprowadzaniu diagnoz kilkoma metodami DGA jest korzystanie ze specjalizowanego programu komputerowego, na przykład autorskiego programu DINO.

Na skuteczność działania rozważanych metod ma wpływ rodzaj rzeczywistego defektu. Najniższą skutecznością charakteryzują się metody podczas rozpoznawania wylądowań niezupełnych, jednakże wniosek ten jest poparty stosunkowo małą liczbą pomiarów powiązanych z tym defektem.

O ile metody na podobnym poziomie skuteczności rozpoznają defekt typu wylądowania, to dla dwóch pozostałych rodzajów defektów różnice w skuteczności są znaczące i sięgają od kilkunastu do nawet kilkudziesięciu procent.

Niewątpliwie konieczne jest dalsze gromadzenie zestawów pomiarowych pochodzących z transformatorów o znanych defektach w celu weryfikacji otrzymanych rezultatów.

Wyznaczone wartości wskaźników, informujące do pewnego stopnia o wiarygodności diagnoz uzyskiwanych poszczególnymi metodami, mogą mieć praktyczne znaczenie. Sytuacja taka ma miejsce, gdy kilka jednocześnie zastosowanych metod wskazuje na różne typy defektów – możliwe jest wtedy wybranie najbardziej wiarygodnej diagnozy posiłkując się wartościami liczbowymi tych wskaźników.

Innym potencjalnym obszarem zastosowań wyznaczonych wskaźników może być konstruowanie regułowych systemów ekspertowych z wiedzą niepewną. Wykorzystywane w takich systemach współczynniki pewności, o których mówi się, że są subiektywną miarą przekonania o prawdziwości faktu lub reguły, mogą zyskać walor obiektywności.

Należy zwrócić uwagę, że znacząca liczba przypadków, gdy poszczególne metody nie są w stanie rozpoznać żadnego rodzaju defektu, może być ograniczona poprzez włączenie do przedstawionych metod elementów wnioskowania rozmytego, co wiąże się między innymi z rozmyciem ostrych granic przedziałów, w których muszą lokować się wartości ilorazów charakterystycznych.

## 6. Literatura

- [1] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar – Elektryka, Gliwice 2012.
- [2] Rogers R. R.: IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis, IEEE Trans. Electr. Insul. Vol EI-13 No 5, October 1978.
- [3] PN-EN 60599:2010 Urządzenia elektryczne impregnowane olejem mineralnym w eksploatacji – Wytyczne interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych, luty 2010.
- [4] ANSI/IEEE, C57.104-2008, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York 2009.

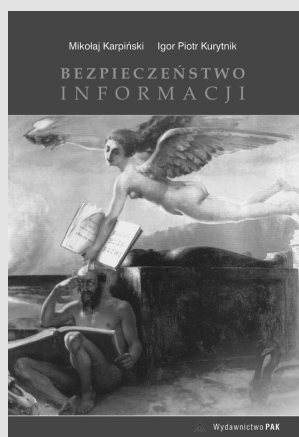
otrzymano / received: 30.11.2012

przyjęto do druku / accepted: 02.01.2013

artykuł recenzowany / revised paper

## INFORMACJE

# Książka Wydawnictwa PAK



Książka przedstawia wybrane najważniejsze techniczne aspekty zabezpieczenia danych na poziomie algorytmów, implementacji metod matematycznych oraz operacji na danych. Dostęp do informacji o zabezpieczeniach i ich łamaniu jest z natury trudny, ponieważ są one chronione przez firmy wdrażające zabezpieczenia w systemach.

W książce zawarto stan dostępnej wiedzy w zakresie środków bezpieczeństwa informacji, w tym omówienie rodzajów ataków na systemy zawierające dane, sposoby zabezpieczeń kryptograficznych, maskowanie danych, systemy szyfrowania i ich odporność na ataki.

Książkę można nabyć m.in. w sklepie internetowym Wydawnictwa PAK oraz w księgarniach na terenie całego kraju.

### Zamówienia prosimy składać na adresy PAK:

Wydawnictwo PAK  
00-050 Warszawa, ul. Świętokrzyska 14A,  
tel./fax: 22 827 25 40

Redakcja PAK  
44-100 Gliwice, ul. Akademicka 10, p. 30b,  
tel./fax: 32 237 19 45  
e-mail: wydawnictwo@pak.info.pl  
www.pak.info.pl