

**Urszula Kałużna**

Zakład Pomiarowo-Badawczy Elektro-Izolacja, Gliwice

**Michał Koch**

Velvet Care sp. z o.o., Klucze

## EKSPLOATACJA I DIAGNOSTYKA TRANSFORMATORÓW W FABRYCE

### OPERATION AND DIAGNOSTICS OF TRANSFORMERS IN THE FACTORY

**Streszczenie:** Diagnostyka okresowa transformatorów olejowych bazuje na badaniach oleju. Bazując na Ramowej Instrukcji Eksploatacji transformatorów [2] podano zakres badań oleju i wartości odniesienia parametrów oleju (Tab. 1). W fabryce jest zainstalowanych 20 transformatorów o mocy znamionowej  $S_N = 16 \pm 0,1$  MVA. Transformatory mają już ponad 50 lat i jak widać z tabeli 2, są sprawne, gdyż personel techniczny fabryki przeprowadza okresową kontrolę DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju. Jeśli któryś z parametrów oleju przekracza wartość graniczną olej jest czyszczony i badania są powtarzane. Na przykład olej transformatora o mocy znamionowej 1 MVA w roku 2022 był trzy razy badany a następnie czyszczony i dopiero spełniał warunki odniesienia, lecz już po 7 miesiącach powtórzone badania w marcu 2023 r. wykazały, że olej warunków odniesienia DGA nie spełnia. Wyniki badań oleju (Tab. 3–5) świadczą, że izolacja papierowo-olejowa uzwojeń jest zużyta.

**Abstract:** Periodic diagnostics of oil transformers is based on oil tests. Based on the Framework Operation Manual for Transformers [2], the range of oil tests and reference values of oil parameters are given (Table 1). There are 20 transformers with a rated power of  $S_N = 16 \pm 0,1$  MVA installed in the factory. The transformers are over 50 years old and, as can be seen from Table 2, are in good working order, as the technical staff of the factory conducts periodic inspections of the DGA and electrical insulating parameters of the oil. If any of oil parameters exceed the limit value, the oil is cleaned and the tests are repeated. For example, transformer oil with a rated power of 1 MVA in 2022 was tested three times and then cleaned and only met the reference conditions, but after 7 months the tests were repeated in March 2023. showed that the oil does not meet the DGA reference conditions. The results of oil tests (Tables 3–5) show that the paper-oil insulation of the windings is worn out.

**Słowa kluczowe:** transformatory, badanie oleju, DGA, parametry oleju

**Keywords:** transformers, oil testing, DGA, oil parameters

### 1. Wstęp

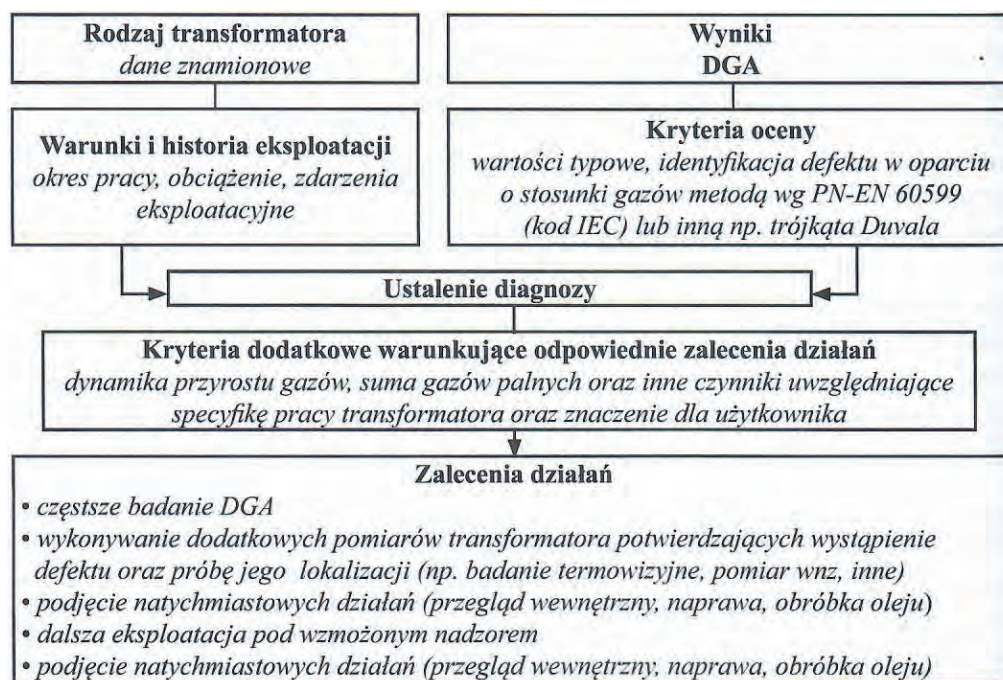
Zakłady produkcyjne i fabryki mają na wyposażeniu transformatory, które zapewniają dostarczanie energii elektrycznej na linie technologiczne. W sumie może to być kilkanaście transformatorów. Produkcja Zakładu jest uzależniona od transformatorów. Służby utrzymania ruchu są odpowiedzialne za stan techniczny transformatorów. Pomocna w tym jest Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów RIET [2], która w punkcie 6.1.3 opisuje „Badania techniczne transformatorów w eksploatacji”, a w Załącznikach podaje metodykę badań.

Zarządzanie eksploatacją transformatorów w firmie obejmuje okres od zainstalowania do wycofania z eksploatacji. Dla transformatorów jest to najczęściej 30 do 50 lat. Czas ten jest determinowany głównie przez układ izolacyjny uzwojeń, który jest degradowany przez; temperaturę, zawilgocenie i siły

dynamiczne występujące w czasie zdarzających się zwarć, w tym przy działaniu SPZów. Aktualny stan techniczny układu izolacyjnego uzwojeń można trafnie zidentyfikować poprzez diagnostykę. Zakres badań diagnostycznych przedstawianych w literaturze [1, 2] jest szeroki. Diagnostyka transformatorów olejowych jest prowadzona poprzez analizę chromatograficzną składu i koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju, są to tzw. badania DGA (*Dissolved Gas Analysis*). Schemat formułowania diagnozy i zaleceń na podstawie DGA [2] jest przedstawiony na rys. 1.

W artykule przedstawiono diagnostykę transformatorów zainstalowanych w jednej z fabryk, z którą od ponad 30 lat firma Elektro-Izolacja współpracuje. Diagnostyka ta bazuje na badaniach:

- DGA,
- napięcia przebicia, rezystywności i  $tg\delta$ ,
- zawartości wody w oleju.



Rys. 1. Schemat formułowania diagnozy i zaleceń na podstawie DGA [2]

Transformatorów w fabryce jest 20, wszystkie mają już po około 50 lat. Dzięki systematycznej diagnostyce transformatory są sprawne i pracują.

## 2. Typowe wartości stężeń gazów rozpuszczonych w oleju

Informacje o stanie technicznym transformatorów olejowych są zakodowane w oleju. Właściwość tę zauważono już we wczesnych latach 50. XX w., a chromatografię gazową do wykrywania uszkodzeń wewnętrznych transformatorów włączono do programu badań transformatorów w latach 70. XX w. W Polsce od początku badania te były prowadzone w Laboratorium badań izolacji ZPBE Energopomiar, a od roku 1992 w ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o. Składniki DGA i koncentracje poszczególnych składników gazowych jest przeliczana na ciśnienie 101,3 kPa i temperaturę 20°C. Wartości liczbowe podawane są w [ppm = µl/l] objętości gazu do objętości oleju. Bazując na doświadczeniach własnych, firm krajowych i zagranicznych oraz publikacjach CIGRE<sup>1</sup>, autorzy RIET podali wartości odniesienia (wartości graniczne) wskaźników diagnostycznych: DGA, napięcia przebicia, rezystywności, tgδ i zawar-

tości wody w oleju (Tab. 1). Przekroczenie podanych wartości odniesienia jest sygnałem, że parametry izolacji uzwojeń uległy niekorzystnej zmianie.

Tabela 1. Wartości odniesienia koncentracji gazu wydzielonego z próbek oleju [2]

Lp.	Składnik gazu	Ilość [ppm-]
1	Wodór - H <sub>2</sub>	300
2	Metan – CH <sub>4</sub>	180
3	Etan – C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	170
4	Etylen – C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	220
5	Acetylen – C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	70
6	Propan – C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	60
7	Propylen – C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	70
8	Tlenek węgla – CO	480
9	Dwutlenek węgla – CO <sub>2</sub>	5000

Kryterialna suma gazów palnych, (pozycje 1–8) wynosi 1550 [ppm], a dynamika przyrostu sumy gazów palnych <40 [ppm/miesiąc]. Przy sumie gazów palnych przekraczających 1550 [ppm] i dynamice >40 [ppm/miesiąc] występują już symptomy niekorzystnych zmian w układzie izolacyjnym transformatora. Przy sumie gazów palnych:

- 1550÷2500 [ppm] wskazane jest czyszczenie, bądź wymiana oleju,
- 2500÷3700 [ppm] informacja o niekorzystnej zmianie parametrów izolacji, konieczne jest czyszczenie, bądź wymiana oleju,
- 3700÷7500 [ppm] stan zagrożenia, wymiana oleju,
- >7500 [ppm] stan przedawaryjny.

Dodatkowe wskaźniki diagnostyczne [2]:

<sup>1</sup> CIGRE (Conseil International des Grands Reseaux Electriques) jest międzynarodowym stowarzyszeniem non-profit, którego celem jest promowanie współpracy oraz ułatwianie wymiany wiedzy technicznej i informacji między specjalistami z całego świata w celu poprawy systemów elektroenergetycznych, a w szczególności wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej przy wysokich napięciach.

## Stosunek stężeń gazów

Kryteria określające temperaturę przegrzania wg	Stosunki gazów charakterystycznych	Wartości liczbowe stosunku stężeń dla temperatury [°C]		
		150÷300	300÷700	>700
IEC Publ. 60599	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<1	1÷4	>4
Energopomiar-Elektryka	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> / C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<2	2÷6	>6
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<3	3÷15	>15

- napięcie przebicia próbki oleju, przy 2,5 mm przerwie, zmierzone w układzie elektrod kulistych lub półkulistych o quasi-równomiernym rozkładzie pola elektrycznego.  $U_p \geq 40$  kV. (PN-EN 60156:2008).
- rezystywność w temperaturze 50°C,  $\rho \geq 2 \cdot 10^9$  Ωm. (PN-EN 60247:2008).
- współczynnik strat dielektrycznych  $\text{tg} \delta \leq 0,07$  w temp. 50°C. (PN-EN 60247:2008).
- zawartość wody, wyznaczona metodą K. Fischera,  $\leq 25$  [ppm], (PN-EN 60814:2002).

### 3. Zestawienie transformatorów zainstalowanych w przykładowej fabryce

W przykładowej fabryce jest zainstalowanych 20 transformatorów o mocy znamionowej: od 16 MVA do 100 kVA. W tabeli 2 zestawiono dane identyfikacyjne transformatorów.

Z analizy DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju transformatora nr Tr6 (zaciemiony) wynika, że jego układ izolacyjny jest najbardziej zużyty, dlatego badania prowadzone na tym transformatorze omówiono w następnym punkcie.

Tabela 2. Transformatory zainstalowane w przykładowej fabryce

Lp.	Identyfikacja		Parametry znamionowe			Rok budowy	Data ostatniego badania	Wynik badania
	Typ	Oznaczenia	Moc MVA	Napięcie kV	Prąd A			
1	TOR3b/16000/110	Tr1	16/10/10	110/15/6	84/385/962	1976	26.06.2017 25.04.2019	wym. olej pozytywny
2	TOR3b/16000/110	Tr2	16/10/10	110/15/6	84/385/962	1976	26.06.2017 25.04.2019	wym. olej pozytywny
3	TONa/1000/6	Tr3	1	6/04	96/1443	1975	07.07.2022	pozytywny
4	TONa/1000/6	Tr4	1	6/04	96/1443	1975	10.05.2022	pozytywny
5	TONa 1000/6	Tr5	1	6/04	96/1443	1976	10.02.2023	pozytywny
6	TONa 1000/6	Tr6	1	6/0,4	96/1443	1976	21.03.2022 29.06.2022 27.02.2023	H <sub>2</sub> O H <sub>2</sub> O negatywny
7	TONa 1000/6	Tr7	1	6/0,4	96/1443	1976	10.02.2023	pozytywny
8	TONa 1000/6	Tr8	1	6/0,4	96/1443	1976	10.02/2023	pozytywny
9	TONa 1000/6	Tr9	1	6/0,4	96/1443	1976	22.04.2016 26.06.2017 10.02.2023	H <sub>2</sub> O H <sub>2</sub> O; $U_p = 20 < 40$ kV pozytywny
10	TAOb 400/15h	Tr10	0,63	6/0,4	60,6/909	1981	27.02.2022 27.02.2023	pozytywny H <sub>2</sub> O
11	TAOb 630/15	Tr11	0,63	6/0,4	60,6/909	1976	27.02.2023	pozytywny
12	TAOb 630/15	Tr12	0,63	6/04	60,6/909	1976	10.02.2023	pozytywny
13	TOo 500/10	Tr13	0,5	6/0,4	48/722	1974	20.02.2022 10.02.2023	H <sub>2</sub> O pozytywny
14	TON 500/10	Tr14	0,5	6/0,4	48/722	1974	17.02.2023	pozytywny
15	TAOb 400/15	Tr15	0,4	6/0,4	38,5/577	1977	21.04.2021	pozytywny
16	TAOb 400/15	Tr16	0,4	6/0,4	38,5/577	1978	23.03.2022	pozytywny
17	TAOh 400/15h	Tr17	0,4	6,3/0,4	38,5/677	1982	10.02.2023	pozytywny
18	TAOa 100/15	Tr18	0,1	6/0,4	24/144	1974	21.04.2021	pozytywny
19	TAO 100/15	Tr19	100	6/0,4	24/144	1968	27.02.2023	$\rho = 1,1 \cdot 10^{-9}$ Ωm
20	TAOa 100/15	Tr20	0,1	6/0,4	24/144	1974	21.04.2021	pozytywny



#### 4. Badania oleju

Transformatory mają już ponad 50 lat i z uwagi na wiek kwalifikują się do wymiany, lecz są sprawne, dlatego, że personel techniczny fabryki przeprowadza okresową kontrolę DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju. Po przekroczeniu któregoś z parametrów granicznych olej jest czyszczony i badania są powtarzane. Analizując protokoły z badań oleju z kilku ostatnich lat stwierdzono, że transformator TONa 1000/6 nr Tr6 wymagał najwięcej zabiegów czyszczenia oleju. Transformator ma parametry znamionowe:  $S_N = 1000$  kVA; GN –  $6000 \pm 5\% / 3000 \pm 5\%$  V, 96,2/192,4 A; DN – 400 – 231 V, 1442 A;  $u_{2\%} = 4,5\%$ ; straty jałowe (w rdzeniu)  $\Delta P_0 = 1350$  W; straty obciążeniowe (w uzwojeniach)  $\Delta P_{uz} = 14300$  W. Tabliczkę znamionową transformatora przedstawiono na rys. 1



Rys. 1. Tabliczka znamionowa transformatora

Wyniki badań oleju transformatora nr Tr6 z lat 2019 – 2023 zamieszczono w tabelach 3–5, jest to jednocześnie ilustracja prowadzonych systematycznie badań diagnostycznych wszystkich transformatorów.

Stężenia: etanu, propanu i tlenku węgla, przekraczają wartości graniczne (zacieniono). Suma stężeń gazów palnych nie przekracza wartości granicznej 1550 [ppm], lecz dynamika przyrostu sumy gazów

palnych, po ostatnim czyszczeniu oleju, jest ponad 2 razy większa od wartości granicznej, świadczy to o zestarzałej izolacji, w szczególności papieru. Stosunki stężeń gazów świadczą, że temperatura izolacji nie przekraczała 150°C.

Tabela 4. Stosunek stężeń gazów

Data badania	24.04. 2019	21.03. 2022	22.06. 2022	8.08. 2022	17.03. 2023
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,196	0,1	0,55	1	0,13
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> / C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,39	0,2	0,13	0,10	0,27
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,18	0,38	0,09	1,0	0,24

Tabela 3. Analiza DGA oleju transformatora nr Tr6

Pl	Data badania	Wartość graniczne	24.04. 2019	21.03. 2022	22.06. 2022	8.08. 2022	17.03. 2023
	Składnik gazu		Ilość [ppm – µl/l]				
1	Wodór – H <sub>2</sub>	300	60	110	56	6	145
2	Metan – CH <sub>4</sub>	180	90	100	76	1	64
3	Etan – C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	170	112	261	198	1	114
4	Etylen – C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	220	22	26	11	1	15
5	Acetylen – C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	70	brak	brak	brak	brak	Brak
6	Propan – C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	60	124	332	119	1	62
7	Propylen – C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	70	48	68	15	1	17
8	Tlenek węgla – CO	480	526	543	270	35	485
9	Dwutlenek węgla – CO <sub>2</sub>	5000	7641	4812	1920	280	1622
10	Powietrze		53677	56848	61835	41674	50376
11	Suma gazów w tym palnych	6550 1550	62300 982	63100 1440	64500 745	42000 46	52900 902
12	Dynamika przyrostu sumy gazów palnych, wartość graniczna 40 [ppm/miesiąc].			41,6 41,6		olej był czyszczony	95

Tabela 5. Parametry elektryczne izolacji

Rodzaj badania	Wartość graniczna	Data: miesiąc/rok						Pomiar wg normy	
		04. 2021	03. 2022	06. 2022	08. 2022	09. 2022	02. 2023		
zawartość wody	ppm	25	25	43	90	25	14	11	PN-EN 0814:2002
napięcie przebicia	kV	≥ 40	50	31	11	77	82	89	IEC 60156:2018
rezystywność	Ωm	≥ 2·10 <sup>9</sup>	1,3·10 <sup>10</sup>	9,3·10 <sup>9</sup>	bmo*	9,3·10 <sup>9</sup>	1,4·10 <sup>10</sup>	1,5·10 <sup>10</sup>	PN-EN 0247:2008
tgδ		≤ 0,07		0,02		nie mierzono			

bmo\* – brak możliwości odczytu

### Zawilgocenie izolacji

Wpływ zawilgocenia oleju na parametry elektryczne izolacji przedstawimy także na przykładzie transformatora TONa 1000/6 nr Tr6. Wyniki kolejnych pomiarów po suszeniu oleju zamieszczono w tabeli 5. Zawilgocenie oleju obniża znacząco napięcie przebicia oleju.

### 5. Ekonomia eksploatacji transformatorów

Transformatory zestawione w tabeli 2 mają już ponad 50 lat, ich projektowany resurs skończył się, diagnostyka i czyszczenie bądź wymiana oleju, utrzymuje transformatory sprawnymi, lecz zwiększa koszty eksploatacji. Rozpatrzmy czy koszt rozpraszanej energii (energii strat) uzasadnia wymianę transformatorów na transformatory nowe. Zilustrujemy to na przykładzie transformatora o mocy znamionowej  $S_N = 1000$  kVA, nr Tr6. Straty mocy w transformatorze, według tabliczki znamionowej, wynoszą:  $\Delta P_0 = 1350$  W;  $\Delta P_{uz} = 14300$  W. Sprawność transformatora

$$\eta_N = \frac{S_N}{S_N + \Delta P_0 + \Delta P_{uz}} \cdot 100 = \frac{1000 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^3 + 1350 + 14300} \cdot 100 = 98,459\% \quad (1)$$

Transformatory obecnie produkowane, pod względem sprawności, muszą spełniać Rozporządzenie Komisji Europejskiej [5], zgodnie z którym sprawność transformatora olejowego o mocy 1000 kVA musi wynosić  $\eta_{N[5]} \geq 99,484\%$ . Ta sama wartość sprawności transformatora jest podana w Normie Europejskiej [7]. Natomiast Norma Europejska [6] określa maksymalne straty mocy. Dla transformatora olejowego o mocy  $S_N = 1000$  kVA są to:  $\Delta P_{0[6]} \leq 693$  W,  $\Delta P_{uz[6]} \leq 7600$  kVA.

Wyliczona sprawność

$$\eta_{N[6]} = \frac{S_N}{S_N + \Delta P_{0[6]} + \Delta P_{uz[6]}} \cdot 100 = \frac{1000 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^3 + 693 + 7600} \cdot 100 = 99,177\% \quad (2)$$

i jest niższa od sprawności podanej w Rozporządzeniu i w Normie [7],  $\eta_{N[6]} < \eta_{N[5]}$ . Widać tu niekonsekwencje Norm: [6] i [7] mimo, że numer podstawowy norm jest ten sam i mają tę samą datę wydania (2020.10). Moc prawną ma Rozporządzenie, czyli sprawność  $\eta_{N[5]} = 99,484\%$  obowiązuje.

Przy sprawności  $\eta_{N[5]} = 99,484\%$  sumaryczne straty mocy

$$\Delta P_{0[5]} + \Delta P_{uz[5]} = S_N \left( \frac{100}{\eta_{N[5]}} - 1 \right) =$$

$$= 1000 \cdot 10^3 \left( \frac{100}{99,484} - 1 \right) = 5187 \text{ W} \quad (3)$$

Jeżeli straty mocy podzielić w stosunku

$$\frac{\Delta P_{0[5]}}{\Delta P_{uz[5]}} = \frac{\Delta P_{0[6]}}{\Delta P_{uz[6]}} = \frac{693}{7600} = 0,0912 \approx 0,09 \quad (4)$$

to straty mocy

$$\Delta P_{0[5]} = 473 \text{ W}; \Delta P_{uz[5]} = 4714 \text{ W} \quad (5)$$

Zakładamy, że transformator jest załączony do sieci elektroenergetycznej stale, czyli przez liczbę godzin w roku ( $t_0 = 8760$  godzin/rok), a jest obciążony w dni robocze przez 10 godzin dziennie ( $t_{ob} = 2450$  godzin/rok) mocą  $S_{ob} = 0,8S_N = 800$  kVA.

Rozpraszanie energii w formie ciepła wynosi; w obecnym transformatorze nr Tr6

$$\Delta W_{Tr6} = t_0 \Delta P_0 + t_{ob} \left( \frac{S_{ob}}{S_N} \right)^2 \Delta P_{uz} = 8760 \cdot 1350 + 2540 \left( \frac{800}{1000} \right)^2 14300 \approx 35 \cdot 10^6 \text{ Wh} \quad (6)$$

i w transformatorze nowym

$$\Delta W_{[5]} = t_0 \Delta P_{0[5]} + t_{ob} \left( \frac{S_{ob}}{S_N} \right)^2 \Delta P_{uz[5]} = 8760 \cdot 473 + 2540 \left( \frac{800}{1000} \right)^2 4414 \approx 11 \cdot 10^6 \text{ Wh} \quad (7)$$

W transformatorze nowym straty energii byłyby trzy razy mniejsze. Jeśli policzymy średnią cenę energii 800 zł/MWh, to koszt energii w ciągu roku w transformatorze nr Tr6 wynosi 28 tys. zł/rok, a w transformatorze nowym wynosiłby 8,8 tys. zł/rok.

Zmniejszenie kosztu za energię, z jednego tylko transformatora, wynosi 19,2 tys. zł/rok.

### 6. Podsumowanie

W fabryce jest zainstalowanych 20 transformatorów o mocy znamionowej  $S_N = 16 \pm 0,1$  MVA. Transformatory mają już około 50 lat i jak widać z tabeli 2, są sprawne, gdyż personel techniczny fabryki przeprowadza okresową kontrolę DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju: napięcia przebicia, rezystywność i . Wyniki badań są porównywane z wartościami odniesienia (granicznymi), które są podane w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [2] i przytoczone w tabeli 1. Jeśli któryś z parametrów oleju przekracza wartość odniesienia, olej jest czyszczony i badania są powtarzane. Takie operacje są prowadzone aż do skutku, to jest do zgodności wszystkich parametrów oleju z wartościami odniesienia. Na przykład olej transformatora o mocy znamionowej 1 MVA w roku 2022 był trzy raz badany, a następnie

czyszczony i dopiero spełniał warunki odniesienia, lecz już po 7 miesiącach powtórzone badania, w marcu 2023 r. wykazały, że olej warunków odniesienia DGA nie spełnia. Wyniki badań oleju, zawarte w tabelach 3-5, świadczą, że izolacja papierowo-olejowa uzwojeń transformatora jest zużyta.

Transformatory, zastawione w tabeli 2, z uwagi: na wiek, koszty badania i czyszczenia oleju oraz koszty rozpraszanej energii w formie ciepła, kwalifikują się do wymiany.

## Literatura

- [1] M. Kaźmierski, W. Olech: Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów. Wyd. ZPBE Energopomiar-Elektryka, ISBN 978-83-916040-5-2. Gliwice 2013.
- [2] Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów. Wyd. ZPBE Energopomiar-Elektryka, ISBN 978-83-916040-6-9. Gliwice 2022.
- [3] PN-EN 60567:2012 Urządzenia elektryczne olejowe – pobieranie próbek gazów oraz analiza gazów wolnych i rozpuszczonych – Wytyczne.
- [4] PN-EN IEC 60599:2023-02. Urządzenia elektryczne impregnowane olejem mineralnym w eksploatacji – Wytyczne in-

terpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych (wersja angielska).

- [5] Rozporządzenie Komisji (UE) 2019/11783 z dnia 1 października 2021 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 548/2014 z dnia 21 maja 2014 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/1125/WE w odniesieniu do transformatorów elektroenergetycznych małej, średniej i dużej mocy.
- [6] PN-EN 50708-2-1: 2020-10. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie. Część 2-1. Transformatory średniej mocy. Wymagania ogólne.
- [7] PN-EN 50708-3-1: 2020-10. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie. Część 3-1. Transformatory dużej mocy. Wymagania ogólne.
- [8] IEC 60156:2018. Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method.

## Autorzy

Urszula Kałużna  
Zakład Pomiarowo-Badawczy Elektro-Izolacja, ul. Daszyńskiego 446, 44-151 Gliwice

Michał Koch  
Velvet Care sp. z o.o., Osada 3, 32-310 Klucze