

Urszula Kałużna
Elektroizolacja, Gliwice

KRYTERIA WYMIANY TRANSFORMATORA NA TRANSFORMATOR NOWY

CRITERIA FOR REPLACING TRANSFORMER WITH A NEW TRANSFORMER

Streszczenie: Na przykładzie dwóch transformatorów olejowych grupy III przedstawiono dwa kryteria determinujące wymianę transformatorów na nowe. Transformator o mocy znamionowej 670 kVA z roku 2006 zasilał, poprzez falownik AC/DC/AC, piec indukcyjny. Transformator po 5. latach eksploatacji miał izolację zużytą. Konieczność wymiany transformatora na nowy determinowało kryterium zużytej izolacji. Degradacja izolacji była spowodowana przez impulsy napięcia generowane w czasie komutacji zaworów energo-elektronicznych. Drugi transformator o mocy znamionowej 400 kVA z roku 1964 ma straty mocy jałowe 3 razy większe, a straty obciążeniowe 1,5 razy większe, od strat w transformatorach o tych samych parametrach obecnie produkowanych. Wymianę transformatora na nowy determinowało kryterium energii strat w transformatorze.

Abstract: Two criteria determining the replacement of transformers with new ones are presented on the example of two group III oil transformers. A 670 kVA transformer from 2006 powered an induction furnace via an AC / DC / AC inverter. The transformer after 5 years of operation had worn insulation. The necessity to replace the transformer with a new one determined the criterion of used insulation. Insulation degradation was caused by voltage pulses generated during commutation of power electronic valves. The second transformer with a rated power of 400 kVA from 1964 has an idle power loss 3 times greater and load losses 1.5 times greater than losses in transformers with the same parameters currently produced. Replacement of the transformer with a new one was determined by the criterion of energy loss in the transformer.

Słowa kluczowe: transformatory, izolacja papierowo-olejowa, straty mocy

Keywords: transformers, oil-paper insulation, power losses

1. Wstęp

Artykuł dotyczy transformatorów energetycznych olejowych grupy III w których izolacja uzwojeń standardowo jest papierowo – olejowa. Badania diagnostyczne (okresowe) transformatora przeprowadza się poprzez pomiary parametrów: chemicznych i elektrycznych próbek oleju. Wyniki pomiarów są porównywane z wartościami bazowymi podanymi w normach [5-8], instrukcji [9] i w literaturze [2] i są podstawą prognozowania dotyczącego dalszego postępowania:

- wyniki są dobre i transformator może dalej pracować,
- niektóre z parametrów (np. zawartość wody) przekraczają wartości bazowe i zaleca się czyszczenie bądź wymianę oleju,
- zawartość gazów rozpuszczonych w oleju (np. 2-furfuralu) przekracza znacznie wartości bazowe, co świadczy o zużytej (głównie termicznie) izolacji papierowej i zaleca się wymianę transformatora na nowy.

Tabela 1. Wymagania ogólne dla świeżych mineralnych olejów izolacyjnych do transformatorów według PN-EN IEC 60296:2005 [5]

Właściwość użytkowe	Metoda badań	Wartości graniczne
Lepkość w 40°C	ISO 3104	Max. 12 mm ² /s
Lepkość w -30°C	ISO 3104	Max. 1800 mm ² /s
Temperatura płynięcia	ISO 3016	Max. -40°C
Zawartość wody	IEC 60814	Max. 30 mg/kg
Napięcie przebicia	IEC 60156	Min. 30 kV
Gęstość w 20°C	ISO 3675 lub ISO 12185	Max. 0,895 g/ml

tgδ% w 90°C	IEC 60247 lub IEC 61620	Max. 0,5
Wygląd		Klarowny, wolny od osadów i zawiesin
Kwasowość	IEC 62021-1	Max. 0,01 mg KOH/g
Napięcie powierzchniowe	ISO 6295	Brak wymagań ogólnych
Całkowita zawartość siarki	BS 2000 Część 373 lub ISO 14596	Brak wymagań ogólnych
Siarka aktywna	DIN 51353	Nie powodująca korozji
Zawartość antyutlenia-cza	IEC 60666	(U) olej nieinhibitowany: nie wykrywalna, (T) olej o śladowej zawartości inhibitora: max. 0,08%, (I) olej inhibitowany: 0,08 – 0,4%
Zawartość 2-furfuralu	IEC 61198	Max. 0,1 mg/kg 3
Odporność na utlenianie	IEC 61125 (metoda C) Czas próby: (U) olej nieinhibitowany: 164 h (T) olej o śladowej zawartości inhibitora: 332 h (I) olej inhibitowany: 500 h	
Całkowita kwasowość Osad		Max. 1,2 mg KOH/g Max. 0,8%
Stabilność gazowa w polu elektrycznym	IEC 60628.A	Brak ogólnych wymagań
Temperatura zapłonu	ISO 2719	Min. 135°C Min. 100°C
Zawartość PCA	BS 2000 Część 346	Max. 3%
Zawartość PCB	IEC 61619	Niewykrywalna

Inhibitor – zmniejsza reakcję chemiczną.

Badanie oleju jest podstawowym kryterium oceny stanu technicznego transformatora. Wyniki tych badań porównuje się z parametrami oleju świeżego (nowego) i one są podstawą do postawienia diagnozy:

- transformator jest dobry i transformator może dalej pracować,
- olej należy oczyścić i odfiltrować wodę,
- transformator należy wymienić na nowy.

Badanie oleju jest kryterium według którego podejmuje się decyzję czyszczenia oleju bądź wymiany transformatora na transformator nowy. Przy podejmowaniu decyzji wymiany transformatora bierze się także pod uwagę historię dotyczącą eksploatacji transformatora. Doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że transformatory pracują poprawnie przez wiele lat, mimo że ich olej ma parametry różniące się od parametrów oleju świeżego. Zasadne jest zatem porównywanie parametrów oleju z parametrami tego samego oleju z poprzednich badań.

Gradient zmiany tych parametrów jest informacją bardziej wiarygodną do oceny stanu technicznego transformatora niż parametry odniesienia oleju świeżego i to kryterium determinuje decyzję wymiany transformatora na transformator nowy.

Przy podejmowaniu decyzji o wymianie transformatora, oprócz parametrów oleju należy brać pod uwagę także drugie kryterium, straty mocy w transformatorze. Transformatory w latach 60-tych ubiegłego wieku były produkowane w oparciu o blachę transformatorową o stratności 1,1 W/kg przy indukcji 1,0 T i częstotliwości 50 Hz. Indukcja nasycenia blach wynosiła około 1,5 T. Inżynieria materiałowa materiałów magnetycznych odnotowuje stały ich rozwój. Obecnie rdzenie transformatorów budowane są z blachy o stratności 1,4 W/kg przy indukcji 1,7 T i częstotliwości 50 Hz. Stratność tej blachy, przy indukcji 1,0 T i 50 Hz, jest około 2,0 razy mniejsza od stratności blachy z której były

budowane transformatory w latach 60. ubiegłego wieku. Większa indukcja nasycenia blach umożliwia budowę rdzeni o mniejszej masie. W sumie daje to, w obecnie produkowanych transformatorach, mniejsze straty jałowe. Transformatory mają także mniejsze straty obciążeniowe. Uzyskuje się to dzięki zmniejszeniu masy uzwojeń. Mniejszy rdzeń i większa indukcja nasycenia to liczba zwojów jest mniejsza i uzwojenie ma mniejszą masę. Sprzyja temu także technologia wykonania uzwojenia, np. uzwojenia niskonapięciowe 400 V wykonuje się z folii. Takie wykonanie wyrównuje rozkład gęstości prądu w uzwojeniu i obniża straty mocy w uzwojeniu.

2. Wpływ warunków eksploatacji na izolację transformatora

Badania chromatograficzne gazów rozpuszczonych w oleju (analiza DGA) i oznaczenie ich składu oraz koncentracji dwóch transformatorów zestawiono w tabeli 2, w której podano wartości liczbowe ilości gazu wydzielonego z oleju [$\mu\text{l/l}$ (ppm)] oraz koncentrację poszczególnych składników gazowych, po przeliczeniu na ciśnienie 101,3 kPa i temperaturę 20 °C. Transformator o mocy znamionowej 1000 kVA jest transformatorem rozdzielczym i pracuje już ponad 10 lat. Podane w tabeli 2 wyniki badań pochodzą z roku 2013. Transformator o mocy znamionowej 670 kVA został wyprodukowany w 2006 roku i zainstalowany w 2007 roku. Podane w tabeli 2 wyniki uzyskano na podstawie badań wykonanych w roku 2012, a więc po 5. latach eksploatacji.

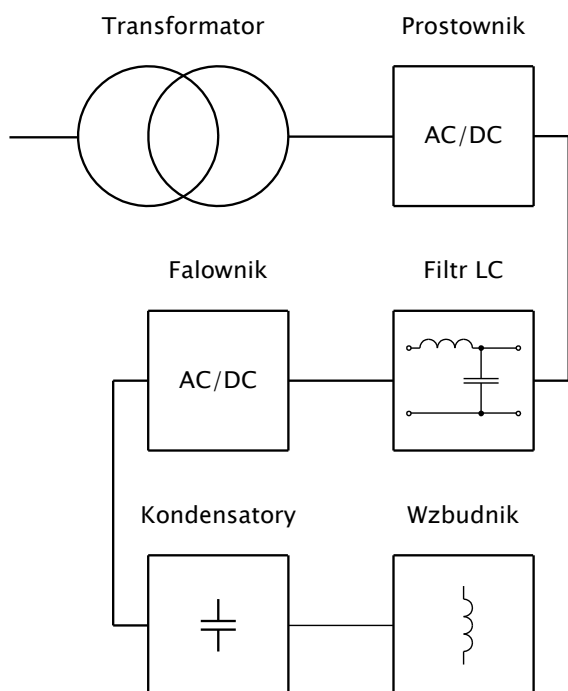
Tabela 2. Przykładowe wyniki analizy chromatograficznej z okresowych badań oleju dwóch transformatorów o zbliżonej mocy znamionowej

Lp.	Składniki gazowe	Wartość bazowe wg. Energopomiaru-Elektryka	Transformator 1000 kVA 6 kV/400 V, po 10 lat. eks.	Transformator 670 kVA 6 kV/590 V po 5 lat. eks.
		$\mu\text{l/l}$ (ppm)		
1	Wodór – H ₂	350	8	166
2	Metan – CH ₄	200	2	3528
3	Etan – C ₂ H ₆	170	1	6195
4	Etylen – C ₂ H ₄	260	brak	10860
5	Acetylen – C ₂ H ₂	70	brak	10
6	Propan – C ₃ H ₈	30	1	2280
7	Propylen – C ₃ H ₆	40	2	32720
8	Butan – n-C ₄ H ₁₀		brak	620
9	Tlenek węgla – CO	260	89	269
10	Dwutlenek węgla – CO ₂	4000	1761	3541
11	Powietrze		52836	54211
12	Suma gazów palnych	2500	103	56648
13	Suma gazów w oleju		54700	114400
14	Ilorazy stężeń koncentracji gazów palnych	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0,0	0,92 x 10 ⁻³
15		CH ₄ /H ₂	0,25	21,3
16		C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	0,0	1,75

Transformator 1000 kVA ma wszystkie wskaźniki mniejsze od wartości bazowej determinującej dobry stan techniczny transformatora. Transformator o mocy znamionowej 670 kVA ma wskaźniki większe w stosunku do wartości bazowych. Ilorazy stężeń koncentracji gazów pal-

nych w transformatorze 670 kVA (C₂H₂/C₂H₄<0,1; CH₄/H₂>1; 1<C₂H₄/C₂H₆<4) świadczą, że lokalnie temperatura izolacji mogła przekraczać wartość 300 °C, spowodowane np. wyładowaniami koronowymi.

Transformator trójfazowy o parametrach znamionowych: 670 kVA 6 ($1 \pm 0,0225$) kV, 590 V, 64,47 A, 656,6 A Dy₀11; $u_{z\%} = 5,85\%$ zasila, poprzez przekształtnik energoelektroniczny z wyjściem jednofazowym (3xAC/DC/1xAC), cewkę wzbudnika pieca indukcyjnego, rysunek 1 i 2.

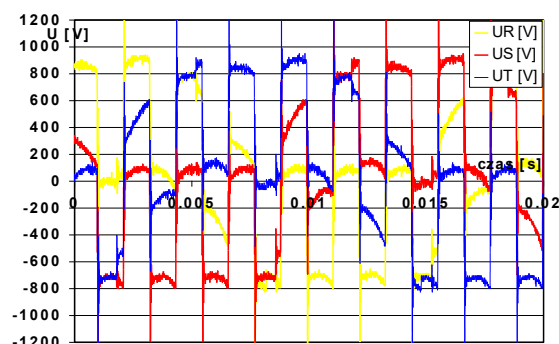


Rys. 1. Schemat układu zasilania pieca indukcyjnego



Rys. 2. Piec indukcyjny zasilany z transformatora 670 kVA

Częstotliwość napięcia wyjściowego falownika może być nastawiana w przedziale 70 Hz \div 9600 Hz. Komutacja elementów energoelektronicznych generuje duże stromości zmiany napięcia w uzwojeniach i z tym związane duże stromości zmiany natężenia pola elektrycznego w izolacji. Na rysunku 3 przedstawiono oscylogram napięcia układu izolacyjnego transformatora zarejestrowany między fazą uzwojenia 590 V i kadzią transformatora.



Rys. 3. Przebieg napięcia w układzie izolacyjnym transformatora zarejestrowany między fazą uzwojenia 590 V i kadzią transformatora w czasie jednego okresu (20 ms)

Papier i olej mają różną względną przenikalność elektryczną. Papier jest bardziej od oleju podatny na degradację. Wytrzymałość elektryczna papieru jest współzależna od wytrzymałości mechanicznej na rozerwanie, a ta zależy od długości łańcucha celulozy, to jest stopnia polimeryzacji DP. Zmniejszenie wytrzymałości papieru na rozerwanie o 20% w odniesieniu do wytrzymałości papieru nowego, uważane jest jako 100%-owe zużycie elektryczne izolacji. Procesowi starzenia się izolacji zwojowej transformatora towarzyszy powstawanie związków furanu, które są produktami degradacji cieplnej lub hydrolitycznej celulozy rozpuszczonej w oleju. Oznaczona ilość furanu, znajdującego się w oleju, jest pomocna w ocenie stopnia zesterzenia izolacji celulozowej transformatora, w tym: 2-furfurylowego, 2-acetylofuranu, 5-metylo-(2-furfuralu). Ze względu na zesterzenia cieplne izolacji papierowej najważniejszym związkiem dla diagnostyki jest wskaźnik 2FAL (2-furfural), który jest dobrze skorelowany z wytrzymałością mechaniczną celulozy. W próbkach oleju badanego transformatora o mocy znamionowej 670 kVA wyznaczone związki furanu zamieszczono w tabeli 3.

Tabela 3. Zawartość związków furanu w oleju transformatora: 670 kVA

Związki furanu	Wyniki pomiarów
	μl/l (ppm)
2FAL (2-furfural)	6,96*
5HMF (5-hydroksymetylo-2-furfural)	0,21
2FOL (alkohol 2-furfurylowy)	0,40
2ACF (2-acetylofuran)	0,05
%MEF (5-metylo-2-furfural)	0,16
* - wartość związku 2FAL > 5 wskazuje na bardzo wysoki stopień degradacji celulozy	

Na podstawie wykonanych przez Energopomiar-Elektryka badań statystycznych około tysiąca transformatorów energetycznych, określono wskaźniki 2FAL w oleju transformatorowym charakteryzujące stopień zesterzenia izolacji papierowej (tabela 5).

Tabela 4. Wskaźniki 2FAL w oleju charakteryzujące stopień zesterzenia izolacji papierowej

Zawartość 2FAL w oleju transformatora ppm	Ocena stopnia zesterzenia izolacji papierowej
0,00	Brak zesterzenia
0,01 – 0,20	Początkowy stopień zesterzenia, nie skutkujący negatywnymi zmianami wytrzymałości mechanicznej celulozy
0,20 – 1,00	Starzenie naturalne wywołujące stopniowo negatywne zmiany w wytrzymałości mechanicznej celulozy; typowy dla większości transformatorów w eksploatacji
1,01 – 2,00	Znaczny stopień zesterzenia w transformatorach o długotrwałej eksploatacji, często z rozwijającymi się uszkodzeniami typu niskotemperaturowych przegrzań wewnętrznych; występują także inne związki podane w tabeli 2.2
> 2,01	Zaawansowany stopień zesterzenia zazwyczaj o przyspieszonym przebiegu i

	znaczących przyrostach furanów
> 5,00	Prawie zupełny, rzadko spotykany, stopień zesterzenia wskazujący na bardzo wysoki stopień degradacji celulozy w skutek wewnętrznego wysokotemperaturowego przegrzania transformatora

Zawartość związku 2FAL = 6,96 ppm wskazuje na bardzo wysoki stopień degradacji celulozy w transformatorze 670 kVA. Wyniki te były podstawą do wymiany transformatora na nowy. Transformator stary z roku 2006 i transformator nowy firmy Schneider Electric z roku 2013 mają te same parametry znamionowe: 670 kVA, 6 kV/590 V ($\pm 2,5\%$ i $\pm 5\%$), 74,5 A/655,6 A, $u_{z\%} = 6\%$ i zbliżone wartości strat jałowych 800 W i strat obciążeniowych 5600 W. Wymiana transformatora na nowy nie była czynnikiem determinującym.

Straty mocy jako kryterium wymiany transformatora

Straty mocy jako kryterium wymiany transformatora dotyczy transformatorów które były wyprodukowane kilkadziesiąt lat temu. Rdzeń magnetyczny tych transformatorów jest wykonany z blach transformatorowych o stratności 2 razy większej od stratności blach obecnie stosowanych w transformatorach. Zilustrowane to będzie na przykładzie transformatora olejowego typu TORb 400/6 o parametrach znamionowych podanych w tabeli 5.

Tabela 5. Dane znamionowe transformator typu TORb 400/6

Parametr	Wartość liczbowa
Moc znamionowa w [kVA]	400
Napięcie pierwotne w [V]	6000 $\pm 5\%$
Napięcie wtórne w [V]	400/231
Straty jałowe w [W]	1 194
Straty obciążeniowe w [W]	6 800
Straty sumaryczne w [W]	7 994
Układ połączenia uzwojeń	Dy5
Rok produkcji	1964

Sumaryczne straty mocy przy znamionowym prądzie obciążenia wynoszą stanowią 2% mocy znamionowej transformatora. Układ izolacyjny transformatora jest oceniany w oparciu o wyniki badań oleju zestawione w tabeli 5.

Tabela 5. Wyniki badań oleju transformatora TORb 400/6, nr fab. 11349/64

Lp	Rodzaj badania	Wynik pomiaru	Wartość graniczna	Sposób pomiaru jak w normie
1	Barwa	3	-	Skala barw
2	Klarowność	klarowny	klarowny	PN-EN 60296:2012 2012
3	Zawartość wody met. K. Fischera w tem. 50°C [ppm]	73	≤ 25	PN-EN 60814:2002
4	Napięcie przebicia [kV]	12	≥ 40	PN-EN 60156:2008
5	Rezystywność w tem. 20°C [Ω m]	$1,5 \cdot 10^{11}$		PN-EN 60247:2008
6	Rezystywność w tem. 50°C [Ω m]	$2,7 \cdot 10^{10}$	$2 \cdot 10^9$	PN-EN 60247:2008
7	Temperatura zapłonu [°C]	138	≥ 130	PN-EN ISO 2719:2003
8	Liczba kwasowa [mgKOH/g _{ol}]	0,17	≤ 0,25	PN ISO 6618:2011
9	tgδ w tem. 20°C	0,0012	-	PN-EN 60247:2008
10	tgδ w tem. 50°C	0,0057	≤ 0,07	PN-EN 60247:2008

Parametry oleju tylko w dwóch punktach przekraczają prawie trzykrotnie wartość graniczną (dopuszczalną), to jest: zawartość wody (73 ppm) i napięcie przebicia (12 kV). Nie są to wartości dyskredytujące olej, gdyż podane wartości graniczne dotyczą oleju nowego, bądź oleju po regeneracji. Współczynnik stratności oleju tgδ jest mały, co korzystnie świadczy o właściwościach izolacyjnych oleju. Zawartość wody można zmniejszyć, a napięcie przebicia zwiększyć poddając olej regeneracji. Firma specjalistyczna zaoferowała cenę 15 tys. zł za czyszczenie oleju z oświadczeniem, że parametry oleju będą dobre bezpośrednio po czyszczeniu, bez żadnej dalszej czasowej gwarancji. Wymianę oleju na świeży ta sama firma oferowała za cenę 18 tys. zł. Cena brutto nowego transformatora wynosi 27 tys. zł.

Wniosek

Zużycie układu izolacyjnego transformatora nie determinuje wymiany transformatora na nowy transformator, jednak cena czyszczenia oleju stanowi 56% ceny nowego transformatora, a cena wymiany oleju 67% ceny nowego transformatora.

W transformatorze z roku 1964 straty mocy jałowe wynoszą 1194 W, są to straty mocy w rdzeniu. Straty obciążeniowe przy prądzie znamionowym wynoszą 6800 W. W transformatorze wyprodukowanym w grudniu 2019 r. o tych samych parametrach:

- straty mocy jałowe wynoszą 398 W, czyli są dokładnie 3 razy mniejsze,
- a straty obciążeniowe przy prądzie znamionowym wynoszą 4577 W, czyli są 1,5 razy mniejsze.

Obliczmy w jakim czasie zwróci się koszt transformatora nowego.

Zmniejszenie kosztów energii:

- zmniejszenie strat jałowych obniży energię strat w czasie 24 godzin i 365 dni w roku o:

$$365 \cdot 24 \cdot (1194 - 398) \cdot 10^{-3} \approx 6973 \text{ kWh/rok}$$

- założmy, że strat obciążeniowe generują energię w czasie tylko 8. godzin pracy w dni robocze czyli 5 dni w tygodniu minus 10 dni świątecznych, to zmniejszenie energii strat wyniesie:

$$\left(\frac{5}{7} \cdot 365 - 10\right) \cdot (6800 - 4577) \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 4459 \text{ kWh/rok}$$

- koszt energii strat przy cenie 0,6 zł/kWh $0,6 \cdot (6973 + 4459) \approx 6859 \text{ zł/rok}$.

Sprzedż starego transformatora na złom, to odzysk około 3 000 zł.

Czas zwrotu kosztów zakupu nowego transformatora

$$\frac{27000 - 3000}{6859} \approx 3,5 \text{ roku}$$

Natomiast gdy uwzględnimy koszt wymiany oleju w starym transformatorze, jest to koszt który musielibyśmy ponieść aby zagwarantować jego niezawodną pracę, to czas amortyzacji skraca się do:

$$\frac{27000 - 3000 - 18000}{6859} \approx 11 \text{ miesięcy.}$$

Jest to dostateczne uzasadnienie opłacalności wymiany transformatora 55-cio letniego na transformator nowy.

3. Podsumowanie

W artykule przedstawiono dwa kryteria, które determinują wymianę transformatorów energetycznych olejowych grupy III na transformatory nowe:

- stopień degradacji izolacji, w szczególności izolacji zwojowej, będącej wynikiem oddziaływania odkształconych prądów zasilających przemienniki częstotliwości występujących np. w zakładach odlewniczych,

- duże straty mocy, w szczególności straty jałowe w transformatorach wyprodukowanych kilkadziesiąt lat temu.

Artykuł nie dotyczy transformatorów uszkodzonych z innych powodów i transformatorów które uległy awarii.

Izolacja papierowo – olejowa w transformatorach może w sposób przyspieszony być degradowana przez warunki eksploatacji. W artykule wskazano, że transformator o mocy 670 kVA zasilający falownik po 5. latach eksploatacji miał zużytą izolację. Degradację izolacji spowodowało napięcie układu izolacyjnego transformatora o dużej stromości - du/dt , generowane w czasie komutacji zaworów energoelektronicznych. Transformator został wymieniony na transformator nowy.

Drugi przykład dotyczył transformatora o mocy 400 kVA wyprodukowanego w 1964 roku, a więc 55 lat temu. Izolacja uzwojeń jest względnie dobra, olej nadaje się do regeneracji lub wymiany na olej świeży. Jednak straty mocy w transformatorze i z tym związany koszt energii uzasadniały wymianę transformatora na transformator nowy i taką decyzję właściciel transformatora podjął.

Literatura

- [1]. Antosz A.: Oleje transformatorowe – stan aktualny i perspektywy rozwoju. Naft - Gaz, nr 3/2010, str. 222-227.
- [2]. Badanie wytrzymałości elektrycznej olejów elektroizolacyjnych. Przewodnik firmy Megger. www.megger.com
- [3]. Kaźmierski M., Olech W.: Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów. Energopomiar-Elektryka. ISBN 978-83-916040-5-2. Gliwice 2013.
- [4]. Krain-Dudek E., Sobota J., Pawłowski D./ Olech W.: Transformatory rozdzielcze. Nowe konstrukcje oraz badania odbiorcze w Zakładach Schneider Electric Transformers Poland Sp. z o. o. Energetyka ISSN 0013-7294, nr 1/2020, str.785-789.
- [5]. PN-EN IEC 60296:2005 Płyny do zastosowań elektrotechnicznych – Świeże mineralne oleje izolacyjne do transformatorów i aparatury łączeniowej.
- [6]. PN-EN 60567 z 2012 r. Urządzenia elektryczne olejowe. Pobieranie próbek gazów i oleju do analizy wolnych i rozpuszczonych. Wytyczne.
- [7]. PN81/E-04070.01 Transformatory. Metody badań. Badanie oleju.
- [8]. PN-EN IEC 615581: 2019 (oryg.) Bezpieczeństwo użytkowania transformatorów, dławików, zasilaczy i zespołów takich urządzeń. Część 1: Wymagania i badania.
- [9]. Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów. Energopomiar-Elektryka. ISBN 978-83-916040-4-5. Gliwice 2012.