



Zachodniopomorski
Uniwersytet Technologiczny
w Szczecinie



Wydział
Elektryczny

**Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie
Wydział Elektryczny**

Rozprawa doktorska

**Zastosowanie indeksu zdrowia do wstępnej oceny
stanu technicznego oraz analizy zmian starzeniowych
transformatorów energetycznych**

mgr inż. Patryk Bohatyrewicz

Dyscyplina naukowa: automatyka, elektronika, elektrotechnika
i technologie kosmiczne

Promotor:

dr hab. inż. Szymon Banaszak, prof. ZUT
Katedra Wysokich Napięć i Elektroenergetyki

Szczecin 2023

Spis treści

Streszczenie pracy	5
Abstract.....	6
Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń	7
Wprowadzenie.....	9
Cel, teza i zakres pracy	11
1. Budowa transformatora energetycznego.....	13
1.1. Część aktywna	13
1.2. Układ izolacyjny	18
1.3. Wyposażenie.....	24
2. Zagrożenia eksploatacyjne transformatorów	36
2.1. Defekty wewnętrzne.....	36
2.2. Usterki osprzętu	40
2.3. Statystyki awaryjności	41
3. Diagnostyka cieczy izolacyjnych	45
3.1. Właściwości fizykochemiczne.....	45
3.2. Chromatografia gazowa	49
3.3. Diagnostyka związków furanu	56
3.4. Inne badania oleju	58
4. Zarządzanie populacją transformatorów	61
4.1. Problematyka oraz wyzwania	61
4.2. Metoda indeksów zdrowia	64
5. Konstrukcja proponowanego indeksu zdrowia.....	71
5.1. Parametry uwzględnione w analizie.....	71
5.2. Postać algorytmu.....	73
5.3. Kryteria oceny.....	80
6. Charakterystyka grupy badawczej.....	84
7. Wyniki doświadczalne – ocena stanu technicznego	90
7.1. Zespoły blokowe	90
7.2. Transformatory hutnicze.....	93
7.3. Transformatory dystrybucyjne	95

7.4. Transformatory przemysłowe.....	97
7.5. Cała populacja badawcza	99
8. Wyniki doświadczalne – ocena zmiany stanu technicznego między kolejnymi badaniami.....	102
8.1. Założenia teoretyczne	102
8.2. Symulacje obliczeniowe oparte na danych literaturowych oraz wynikach grupy badawczej.....	103
8.3. Wpływ poszczególnych podindeksów na wyniki osiągnięte w grupie testowej	106
8.4. Najwyższe obserwowane wzrosty wartości indeksu zdrowia w populacji między kolejnymi badaniami.....	110
8.5. Najwyższe obserwowane spadki wartości indeksu zdrowia w populacji między kolejnymi badaniami.....	112
8.6. Podsumowanie	114
9. Zastosowanie algorytmu – przykłady praktyczne	116
9.1. Normalna eksploatacja	116
9.2. Zmiany starzeniowe lub wynikające z awarii	119
9.3. Wady fabryczne.....	123
9.4. Wpływ zabiegów konserwacyjnych oleju na wartość indeksu zdrowia	127
10. Podsumowanie i wnioski	132
Bibliografia.....	134
Spis tabel	144
Spis rysunków.....	147

Streszczenie pracy

W rozprawie doktorskiej przedstawiono autorski indeks zdrowia służący do wstępnej oceny kondycji transformatorów mocy, który jest oparty na powszechnie stosowanej diagnostyce parametrów oleju. Opracowana metoda posiada trzy składowe, którymi są ocena parametrów fizykochemicznych oleju, zawartości gazów rozpuszczonych w oleju oraz stopnia zestarzenia izolacji stałej. Specyficzna konstrukcja algorytmu miała na celu uzyskanie jak największej czułości na zmiany parametrów wejściowych zawierających się w założonych zakresach diagnostycznych.

Do badań wykorzystana została populacja transformatorów składająca się z 233 urządzeń poddanych wieloletnim sprawdzeniom, z których uzyskano 1133 raportów z diagnostyki oleju elektroizolacyjnego. Rozpiętość wiekowa jednostek w grupie badawczej wynosiła od nowowprowadzonych do eksploatacji do 50 lat pracy w systemie elektroenergetycznym. Ze względu na różny charakter pracy, w celach analitycznych wyodrębniono cztery podgrupy – zespoły blokowe, jednostki hutnicze, urządzenia dystrybucyjne oraz transformatory zasilające procesy przemysłowe. Dla każdej z wyszczególnionych populacji oraz dla całej grupy badawczej wyznaczone zostały charakterystyki populacyjne.

Następnie, podjęty został temat zmienności wartości indeksu zdrowia pomiędzy kolejnymi sprawdzeniami, z uwzględnieniem symulacji obliczeniowych wzrostów, wyznaczeniem średnich wartości zmian w populacji oraz analizą największych przyrostów oraz spadków odnotowanych w grupie badawczej. Badania te pozwoliły określić wytyczne oceny dla zmian wartości indeksu zdrowia ustanawiając progi alarmowe oraz awaryjne.

W ostatniej części przedstawione zostały analizy przypadków przy użyciu zaproponowanej metody dla różnych scenariuszy eksploatacyjnych. Opisane zostały przykłady normalnej pracy, przyspieszonego starzenia lub zmian wywołanych awarią, wad fabrycznych oraz wpływu zabiegów konserwacyjnych oleju. Do omówienia rzeczywistych przypadków wykorzystano wyniki uzyskane z analiz populacyjnych oraz wnioski z przeprowadzonych badań nad zmiennością wartości indeksu zdrowia.

Uzyskane w pracy rezultaty wskazują, że wielkości zmian wyników są wiarygodnym wskaźnikiem komplementarnym do oceny stanu technicznego transformatora, oraz że ograniczenie parametrów analizy indeksu zdrowia jedynie do kluczowych badań olejowych spełnia swoją rolę jako narzędzie diagnostyki wstępnej.

Słowa kluczowe

Diagnostyka oleju elektroizolacyjnego, transformatory mocy, indeks zdrowia, zarządzanie populacją

The application of health index to pre-determine the technical condition and the aging changes in power transformers

Abstract

The dissertation presents the novel health index for preliminary assessment of the condition of power transformers based on commonly performed oil diagnostic procedures. The developed method consists of three components, which include the evaluation of the physicochemical properties of the oil, the content of dissolved gases in the oil, and the aging degree of solid insulation. The specific design of the algorithm was aimed at achieving the greatest possible sensitivity to changes in input parameters within the assumed diagnostic ranges.

The study was conducted on a transformer population consisting of 233 units subjected to multi-year assessments, from which 1133 electrical oil diagnostic reports were obtained. The age span of the devices in the study group ranged from newly introduced in service to 50 years in operation in the power system. Due to the different work regimes, four subpopulations – generator step-up, electric arc furnace, transmission, and industrial transformers – were distinguished for analytical purposes. The health index output was calculated and analyzed for each of the specified groups and the entire population.

Thereafter, the subject of the variability of health index values between successive checks was addressed, including simulated calculations of increase rates, determination of population average changes, and analysis of the largest increases and decreases recorded for the test group. The scope of the research made it possible to determine evaluation guidelines for changes in health index values by establishing alarm and pre-failure thresholds.

The final section presents case studies of various operating scenarios with the use of the proposed method. Examples of normal operation, accelerated aging or malfunctions, factory defects, and the impact of on-site oil treatment procedures are described. Results obtained from the population analyses and conclusions from the studies on the variation of health index values were utilized to discuss real cases.

The results obtained in the study indicate that the magnitude of the changes in the results is a reliable complementary indicator for assessing the technical condition of the transformer and that limiting the parameters of the health index procedure only to key oil diagnostics fulfills its role as a preliminary diagnostic tool.

Keywords

Transformer oil diagnostics, power transformers, health index, asset management

Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń

2-FAL	Związek chemiczny – 2-furfural
CIGRE	Międzynarodowy Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (fr. <i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>)
CM	Konserwacja naprawcza (ang. <i>Corrective Maintenance</i>)
DGA	Metoda chromatografii gazowej oleju (ang. <i>Dissolved Gas Analysis</i>)
DN	Uzwojenie dolnego napięcia transformatora
DP	Stopień polimeryzacji celulozy (ang. <i>Degree of Polymerization</i>)
DTM	Metoda trójkąta Duvala (ang. <i>Duval Triangle Method</i>)
$F_{OIL}(j)$	Indywidualna funkcja diagnostyczna parametru z grupy właściwości fizykochemicznych oleju
$F_{DGA}(j)$	Indywidualna funkcja diagnostyczna parametru z grupy kluczowych gazów rozpuszczonych w oleju
$F_{ISO}(j)$	Indywidualna funkcja diagnostyczna parametru z grupy właściwości wskazujących stopień degradacji izolacji stałej
FRA	Metoda odpowiedzi częstotliwościowej (ang. <i>Frequency Response Analysis</i>)
GN	Uzwojenie górnego napięcia transformatora
HI	Indeks zdrowia (ang. <i>Health Index</i>)
HI_{OIL}	Składowa indeksu zdrowia agregująca parametry fizykochemiczne oleju
HI_{DGA}	Składowa indeksu zdrowia agregująca kluczowe gazy rozpuszczone w oleju
HI_{ISO}	Składowa indeksu zdrowia agregująca parametry wskazujące stopień degradacji izolacji stałej
HPLC	Wysokosprawna chromatografia cieczowa (ang. <i>High-Performance Liquid Chromatography</i>)
IEC	Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (ang. <i>International Electrotechnical Commission</i>)
IEEE	Instytut Inżynierów Elektryków i Elektroników (ang. <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
KGM	Metoda gazów kluczowych (ang. <i>Key Gas Method</i>)
PPZ	Podobciążeniowy przełącznik zaczepów
RIET	Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów

Tg δ	Współczynnik strat dielektrycznych
U_{GN}	Najwyższy poziom napięcia uzwojenia górnego transformatora
$W(j)$	Współczynnik wagowy parametru
$W(g)$	Współczynnik wagowy grupowy
WNZ	Wyładowania niezupełne

Wprowadzenie

W obecnych czasach praca sieci elektroenergetycznej nie byłaby możliwa bez użycia transformatorów energetycznych. Urządzenia te łączą sieci o różnych poziomach napięć, umożliwiając transfer energii elektrycznej od źródeł wytwórczych do odbiorców przemysłowych oraz indywidualnych. Transformatory będą w użytku tak długo, dopóki wielkoskalowa energetyka będzie oparta na dystrybucji energii elektrycznej w formie prądu przemiennego.

Kluczowym wskaźnikiem warunkującym zdolności zarobkowe operatorów sieciowych oraz możliwości produkcyjne podmiotów przemysłowych jest dostępność urządzeń. Transformatory są również najbardziej kosztownymi składnikami majątku sieciowego, co w połączeniu z ich znaczeniem w systemie sprawia, że operatorzy przykładają dużą uwagę do utrzymania urządzeń w odpowiednim stanie technicznym. Naturalnym zatem jest dążenie do zapewnienia bezawaryjnej pracy urządzeń, które realizowane jest poprzez podejmowanie działań diagnostycznych oraz naprawczych.

Awarie transformatorów są w stanie uniemożliwić pracę nawet rozległym odcinkom sieci elektroenergetycznej, co może wpłynąć na nieplanowane przestoje krótko oraz długotrwałe mające bezpośredni wpływ na podstawową działalność podmiotu oraz pośrednio na wynik finansowy. W miejscu zainstalowania transformatorów można usunąć jedynie część usterek, a poważne awarie transformatorów wymagają transportu do zakładu naprawczego. Niektóre awarie jednostek, określane jako katastrofalne, potrafią skutkować wybuchami, pożarem, skażeniem środowiska oraz zniszczeniem sąsiadującej infrastruktury energetycznej. Konsekwencje uszkodzeń transformatorów są tak poważne, że do ich eksploatacji podchodzi się z odpowiednią troską.

Dodatkowo, w XXI wieku nasiliły się starania w zakresie wydłużania okresu eksploatacji transformatorów. Przeciętny czas życia urządzenia w założeniach projektowych wynosi zazwyczaj 25-30 lat, jednakże w systemie elektroenergetycznym wiele transformatorów pracuje około 50 lat, a zdarzają się jednostki w eksploatacji nawet w okolicach 70 lat od daty produkcji. Wydłużenie czasu życia jednostki dla transformatorów wykonanych z materiałów niskostratnych ma nie tylko uzasadnienie ekonomiczne, ale również pozytywnie wpływa na środowisko. Przedłużanie okresu eksploatacji powinno być podejmowane na podstawie wiedzy o stanie technicznym obiektu, gdyż w przeciwnym wypadku właściciel urządzenia może narazić się na konsekwencje wynikające z nadmiernego ryzyka eksploatacyjnego, na które może nie być gotowy.

Skuteczne i długofalowe planowanie gospodarki remontowej oraz wymiany urządzeń elektroenergetycznych musi być poparte świadomymi decyzjami lub systemami eksperckimi. Okresowe badania diagnostyczne pozwalają ocenić obecny stan techniczny urządzenia oraz, w porównaniu z wynikami historycznymi lub danymi porównawczymi z jednostek bliźniaczych, charakter oraz wielkość zmian zachodzących w urządzeniu. Aby zarządzanie populacją transformatorów nie było chaotyczne metody

diagnostyczne muszą w naturalny sposób prowadzić do decyzji o dalszych losach urządzenia powiązanej z oceną ryzyka eksploatacyjnego.

Zarządzanie eksploatacją transformatorów jest zatem wyzwaniem nie tylko czysto technicznym, ale również ekonomicznym. Ilość dostępnych metod diagnostycznych pozwalających ocenić stan transformatora bez rewizji wewnętrznych jest spora, jednakże nie ma możliwości każdorazowego stosowania pełnego wachlarza diagnostycznego ze względu na koszty oraz brak możliwości wyłączenia urządzenia. Coraz większa popularność oraz rosnąca dostępność metod diagnostyki online skłania do przemyślenia strategii eksploatacyjnych w kierunku jak największej automatyzacji obsługi urządzeń. Właściciele transformatorów mogą posłkować się w tym zakresie wytycznymi producenta transformatora, opracowaniami krajowymi [52, 91, 104], zaleceniami międzynarodowymi [34, 69] lub własnym doświadczeniem eksploatacyjnym.

W ramach niniejszej rozprawy doktorskiej zaproponowano metodę wstępnej oceny stanu technicznego transformatorów energetycznych niewymagającej wyłączenia transformatora do czynności diagnostycznych. Uproszczona konstrukcja algorytmu, ograniczona jedynie do badań olejowych jest efektywna kosztowo i pozwala zwiększyć częstotliwość monitoringu stanu zdrowia urządzeń. Zaproponowany indeks zdrowia został przetestowany pod kątem oceny stanu technicznego oraz oceny charakteru zmian między kolejnymi badaniami na populacji badawczej składającej się z 1133 indywidualnych analiz olejowych pochodzących z 233 transformatorów. W pracy przedstawione zostały wyniki populacyjne, wyniki poszczególnych podgrup, wpływ głównych składowych indeksu zdrowia oraz kilka charakterystycznych przykładów scenariuszy eksploatacyjnych. Na podstawie wyników populacyjnych wskazano wytyczne oceny charakteru zmian między kolejnymi badaniami.

Cel, teza i zakres pracy

Celem niniejszej pracy doktorskiej było opracowanie metody wstępnej oceny kondycji transformatorów mocy w oparciu o powszechnie stosowane metody diagnostyczne niewymagające wyłączenia jednostek z ruchu elektrycznego, która pozwoli w uproszczony sposób prowadzić analizę porównawczą urządzeń oraz klasyfikację zmian stanu technicznego między kolejnymi badaniami.

Obiektem badań były transformatory zainstalowane w polskich sieciach przesyłowych, elektrowniach oraz zakładach przemysłowych. Z tego względu, do grupy badawczej zakwalifikowane zostały konstrukcje typowe, czyli transformatory o izolacji papierowo-olejowej wypełnione olejami mineralnymi.

Opracowany algorytm ma postać indeksu zdrowia ze względu na uproszczenie rezultatu do wskaźnika liczbowego, pozwalającego w łatwy sposób obrazować osobom odpowiedzialnym za zarządzanie majątkiem skalę zmian zachodzących w urządzeniu. Wskazania diagnostyczne narzędzia są informacją ekspercką dla operatora jednostki, która może być podstawą do przeprowadzenia szerszej diagnostyki lub planowania gospodarki remontowej.

W rozprawie przyjęto następujące tezy:

„Istnieje możliwość skutecznej oceny zmian stanu technicznego transformatorów mocy w oparciu o powszechnie stosowane metody diagnostyczne oleju elektroizolacyjnego”,

„Na podstawie archiwalnych wyników badań diagnostycznych oraz analizy populacyjnej transformatorów możliwe jest określenie, jakie wartości zmian indeksu zdrowia między kolejnymi sprawdzeniami są zagrożeniem dla bezpiecznej pracy jednostki”.

Do udowodnienia postawionych wyżej tez, podjęto następujący zakres prac:

- Opis obecnie stosowanych konstrukcji transformatorów z wyszczególnieniem głównych elementów, materiałów konstrukcyjnych oraz urządzeń pomocniczych.
- Przegląd typowych usterek transformatorów.
- Opis metod diagnostycznych oleju elektroizolacyjnego w transformatorach.
- Przegląd literaturowy metod indeksu zdrowia transformatorów mocy.
- Wybór grupy badawczej, składającej się z transformatorów o zróżnicowanym wieku oraz charakterze pracy.
- Opracowanie modelu matematycznego autorskiego indeksu zdrowia oraz zdefiniowanie wag dla parametrów uwzględnionych w analizie.
- Określenie kryteriów oceny dla opracowanego narzędzia.
- Analiza poszczególnych populacji oraz całej grupy badawczej pod kątem oceny stanu technicznego urządzeń.

- Ocena wpływu poszczególnych grup parametrów na zmianę wartości indeksu zdrowia między kolejnymi badaniami.
- Analiza największych przyrostów oraz spadków wartości indeksu zdrowia obserwowanych w grupie badawczej.
- Zestawienie otrzymanych wyników oraz wskazanie rekomendacji w zakresie aplikacji metody badawczej do zarządzania populacją transformatorów.
- Analiza przypadków dla kilku wybranych scenariuszy eksploatacyjnych.

1. Budowa transformatora energetycznego

W niniejszym rozdziale, w sposób ogólny omówiona zostanie budowa obecnie eksploatowanych transformatorów energetycznych. W sposób zwięzły opisane będą rozwiązania konstrukcyjne w zakresie części aktywnej, materiałów izolacyjnych, urządzeń pomocniczych oraz zabezpieczeń wewnętrznych transformatora.

1.1. Część aktywna

Pod pojęciem części aktywnej transformatora należy rozumieć elementy transformatora, które mają bezpośredni udział w przetwarzaniu energii elektrycznej wewnątrz transformatora. Głównymi częściami sprawującymi tę funkcję są rdzeń oraz uzwojenia. Dodatkowo, w procesie tym biorą udział przełącznik zaczełów oraz przepusty izolacyjne, ale elementy te ze względu na pełnienie funkcji pomocniczej opisane zostały w rozdziale 1.3.

Uproszczony model transformatora, opisywany jako schemat zastępczy, składa się z uzwojenia pierwotnego, uzwojenia wtórnego oraz rdzenia. Transformator jest urządzeniem elektrycznym działającym na zasadzie indukcji – przepływ prądu zmiennego w uzwojeniu pierwotnym wzbudza zmienny strumień magnetyczny w rdzeniu, który będąc skojarzony z uzwojeniem wtórnym wzbudza w nim zmienną siłę elektromotoryczną. Na podstawie powyższego można zatem przyjąć, że rdzeń jest obwodem magnetycznym, a uzwojenia obwodem elektrycznym transformatora.

Wiodącym materiałem, z którego wykonuje się rdzenie transformatorów jest blacha elektrotechniczna zimnowalcowana o właściwościach anizotropowych [27], która składa się w głównej mierze z żelaza z domieszką krzemu. Standardowo stosowane grubości blachy zawierają się w przedziale od 0,23 do 0,35 mm. Zastosowanie cienkiej warstwy nieprzewodzącej między sąsiadującymi arkuszami blach ma pozytywny wpływ na ograniczenie prądów wirowych występujących w rdzeniu. Stratność materiału określa się przy częstotliwości 50 Hz oraz indukcji o wartości 1,7 T, a obecnie stosowane materiały osiągają wartości strat rzędu 0,95 – 1,40 W/kg [26].

Najczęściej wykorzystywanym typem konstrukcji rdzenia jest układ kolumnowy. Konstrukcja ta dzieli się na część kolumnową (pionową), na której osadzone są uzwojenia, oraz część jarzmową (poziomą) stanowiącą drogę dla przepływu wzbudzonego strumienia magnetycznego między kolumnami. Dla transformatorów trójfazowych wykorzystuje się głównie układ trzykolumnowy asymetryczny (rysunek 1.1), oraz w niektórych przypadkach układ pięciokolumnowy. Wiodącą technologią wykonania rdzeni jest tzw. zaplatanie (ang. „step lap”), która polega na zachodzeniu na siebie odcinków blachy w sekcjach narożnikowych. W celu ograniczenia strat wynikających z niezgodności kierunków magnesowania oraz walcowania najczęściej stosuje się zaplatanie pod kątem 45° ze względu na ograniczony obszar niezgodności oraz łatwość montażu.



Rysunek 1.1. Konstrukcja rdzenia trójkolumnowego [133]

Ważnym zagadnieniem projektowym jest również sposób uziemienia rdzenia. Zabieg ten jest wykonywany celowo, aby umożliwić swobodny przepływ prądu w sytuacji uszkodzenia izolacji między uzwojeniem a rdzeniem, w rezultacie powodując pobudzenie zabezpieczeń transformatora. Uziemienie rdzenia wykonuje się w pojedynczym punkcie, gdyż występowanie uziemień wielokrotnych rdzenia może wywołać przepływ prądów cyrkulacyjnych wywołujących przegrzanie prowadzące do jego stopienia.

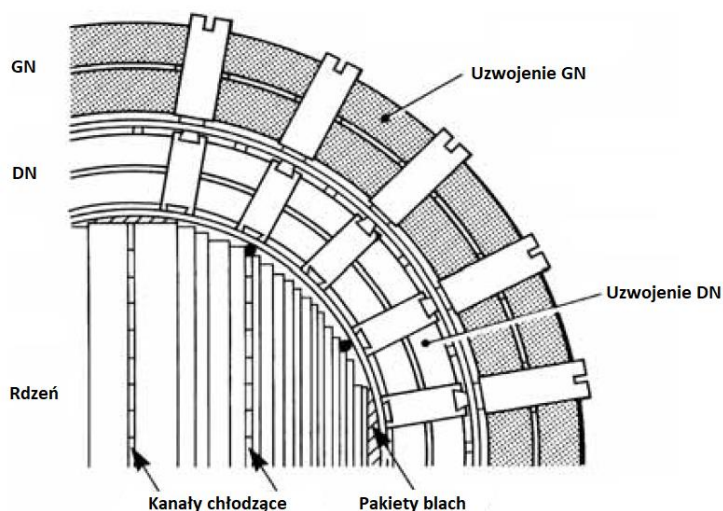
Straty mocy występujące w rdzeniu wynikają z dwóch źródeł, którymi są straty mocy wywołane histerezą, oraz straty wynikające z prądów wirowych. W przypadku pierwszych, miarą strat jest szerokość pętli histerezy, przy czym im węższa pętla tym te straty są mniejsze. W celu ich minimalizacji blacha transformatorowa musi mieć odpowiedni skład chemiczny oraz zostać poddana obróbce termicznej (wyżarzaniu) oraz mechanicznej (walcowanie). Jeżeli chodzi o straty wywołane prądami wirowymi, to zależą one w głównej mierze od grubości oraz rezystywności materiału rdzenia. Suma strat wywołanych histerezą oraz prądami wirowymi jest określana jako straty jałowe, a ich wartość jest niezależna od stopnia obciążenia.

Jak wspomniano wcześniej, transformator składa się zazwyczaj z dwóch uzwojeń, określanych jako pierwotne oraz wtórne. Z fizycznego punktu widzenia, przepływ mocy w transformatorze może być dwukierunkowy, jednakże dla większości transformatorów zakłada się przesył jednostronny, co pozwala sprecyzować które uzwojenie jest pierwotne, a które wtórne. Innymi określeniami, powiązаныmi z występującymi w transformatorze poziomami napięć są uzwojenie górnego napięcia (GN) oraz dolnego napięcia (DN). W układzie trójfazowym do transformowania energii elektrycznej można zastosować pojedynczy transformator trójfazowy (rozwiązanie typowe) lub trzy jednakowe transformatory jednofazowe (rozwiązania specjalne – np. transformatory blokowe dużych mocy w elektrowniach). Większy udział jednostek trójfazowych ma swoje

uzasadnienie ekonomiczne, jednakże wadą ich są gabaryty utrudniające transport na miejsce zainstalowania w przypadku największych urządzeń.

Głównym materiałem stosowanym do wytwarzania uzwojeń jest miedź elektrolityczna ze względu na dobre przewodnictwo oraz właściwości mechaniczne. W zależności od wartości naprężeń uzyskanych w trakcie obliczeń wytrzymałości zwarciowej transformatora [58] stosuje się różne gatunki miedzi – w przypadku niskich wartości wystarcza miedź nieutwardzona, natomiast trudniejsze aplikacje wymagają miedzi półtwardej lub twardej. Rzadziej stosowanym materiałem jest aluminium, niegdyś stosowanym w związku z ograniczoną podażą oraz wysokim kosztem miedzi, a dziś znajdującym zastosowanie głównie w transformatorach suchych oraz wykonaniach specjalnych. Do wytworzenia uzwojeń wykorzystuje się przewody nawojowe cylindryczne lub prostokątne oraz folie.

Najczęściej wykorzystywanym sposobem rozmieszczenia uzwojeń w transformatorze jest układ współśrodkowy (cylindryczny) przedstawiony na rysunku 1.2, w którym oba uzwojenia są umieszczone współśrodkowo wokół jednej kolumny. W tym układzie, uzwojenie charakteryzujące się większym napięciem znajduje się na zewnątrz, ze względu na prostszą budowę układu izolacyjnego. Typowymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi w zależności od aplikacji są uzwojenia śrubowe lub wywrotkowe. W przypadku zastosowań wielkopiędowych, stosuje się przewody równoległe, gdyż zmniejszenie przekroju pojedynczego przewodu ma wpływ na zmniejszenie strat wynikających z prądów wirowych. Celowym zabiegiem konstrukcyjnym jest również odseparowanie zwojów przy użyciu przekładek oraz klinów, aby stworzyć kanał chłodzący wewnątrz uzwojenia.

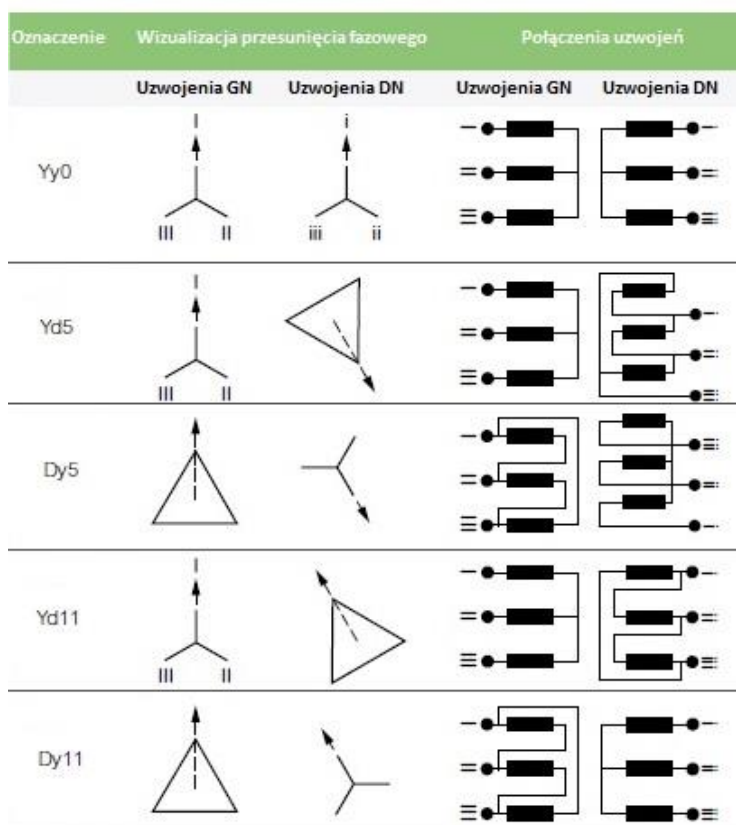


Rysunek 1.2. Układ cylindryczny uzwojeń [57]

Szczególnym przykładem budowy uzwojeń jest autotransformator, w którym występuje tylko jedno uzwojenie na każdą fazę, spełniające jednocześnie rolę pierwotnego oraz wtórnego. Konstrukcja taka jest tańsza w porównaniu do konstrukcji

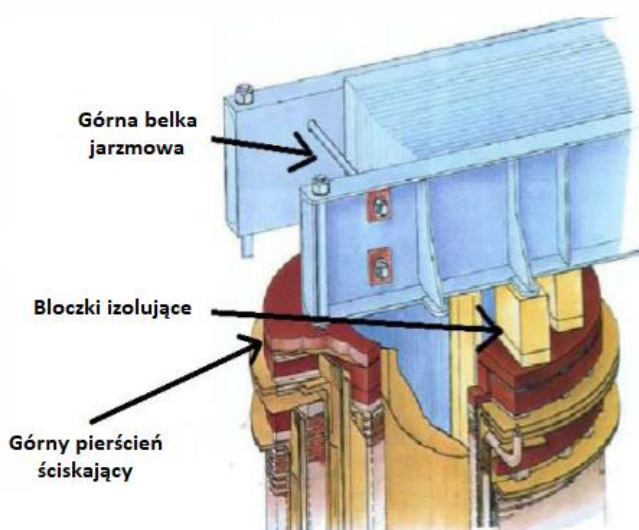
dwuuzwojeniowej, jednak niesie za sobą poważne zagrożenie jakim jest brak separacji galwanicznej między częścią pierwotną a wtórną.

W sieciach trójfazowych uzwojenia na tym samym poziomie napięć są ze sobą połączone, aby uzyskać oczekiwany układ sieci. Uzwojenia można łączyć w gwiazdę (oznaczenie Y lub y), trójkąt (oznaczenie D lub d) oraz zygzak (oznaczenie Z lub z). Punkt neutralny uzwojenia połączonego w gwiazdę jest zazwyczaj wyprowadzony z kadzi w taki sam sposób jak końce uzwojeń fazowych. Wielkość litery oznaczenia zawsze jest powiązana z funkcją uzwojenia, tj. dla uzwojenia pierwotnego stosuje się zapis wielką literą, a uzwojenia wtórne oznacza się małą literą. Grupę połączeń transformatora dopełnia informacja o przesunięciu kątowym między wektorami górnego i dolnego napięcia. Przesunięcie kątowe wyrażane jest w układzie godzinowym, gdzie jedna godzina, a zarazem zawsze kolejna wielokrotność przesunięcia to kąt 30° . Najczęściej stosowane w elektroenergetyce grupy połączeń ze względu na pełnione funkcje to Yy0, Dy5, Yd5, Dy11 oraz Yd11, a ich graficzna reprezentacja została wskazana na rysunku 1.3. Układ połączeń jest jednym z kluczowych zagadnień przy rozważaniu pracy równoległej dwóch transformatorów, gdyż praca równoległa dwóch transformatorów o różnych grupach połączeń skutkowałaby wystąpieniem przesunięć fazowych, a w konsekwencji przepływem dużych prądów wyrównawczych.



Rysunek 1.3. Wybrane układy połączeń z wizualizacją przesunięcia fazowego [110]

W celu uzyskania stabilności oraz wytrzymałości mechanicznej konstrukcji części aktywnej stosuje się układy ściskające (rysunek 1.4). W przypadku rdzenia, pakiety blach są ściskane obustronnie na górze i dole przez belki jarzmowe. Odpowiedni docisk blach wpływa również na obniżenie poziomu hałasu emitowanego przez rdzeń. Aby uzyskać pożądaną wytrzymałość mechaniczną uzwojeń, stosuje się pierścienie ściskające [126] montowane na dole oraz górze uzwojenia, które są prasowane osiowo przy pomocy specjalnych szczęk dociskowych. Dobór sił prasujących w trakcie projektowania transformatorów musi być odpowiedni, aby sprostać wymaganiom wytrzymałości zwarciowej bez uszkodzania układu izolacyjnego. W eksploatacji jednostek, siły prasujące uzwojenia zmieniają się wraz ze zmianą stanu izolacji stałej (papierowej) uzwojeń, gdyż procesy starzeniowe powodują rozpad łańcuchów celulozy, skutkujący utratą jej pierwotnej elastyczności (wzrost modułu Younga) [14].



Rysunek 1.4. Układ prasujący rdzeń oraz uzwojenia [88]

Straty mocy wynikające z przepływu prądu w uzwojeniach określa się stratami obciążeniowymi. Dzieli się one na straty podstawowe wielkości iloczynu kwadratu wartości skutecznej prądów w uzwojeniach oraz rezystancji uzwojeń fazowych, a także na straty dodatkowe wywołane przez prądy wirowe wzniecane w przewodach przez zmienne w czasie strumienie rozproszenia [120]. Wartość strat podstawowych jest wprost proporcjonalna do wzrostu temperatury uzwojeń, natomiast dla strat dodatkowych jest to zależność odwrotna.

Omówione powyżej zagadnienia strat jałowych oraz obciążeniowych w transformatorze przekładają się na podstawowy koszt eksploatacji urządzenia związany z procesami fizycznymi zachodzącymi w transformatorze. Producenci transformatorów zobowiązani są wprowadzoną w 2014 dyrektywą Unii Europejskiej [105] do wytwarzania najpopularniejszych typów urządzeń w sposób pozwalający ograniczyć straty w transformatorze. Wyroby wprowadzone na rynek po wyznaczonych

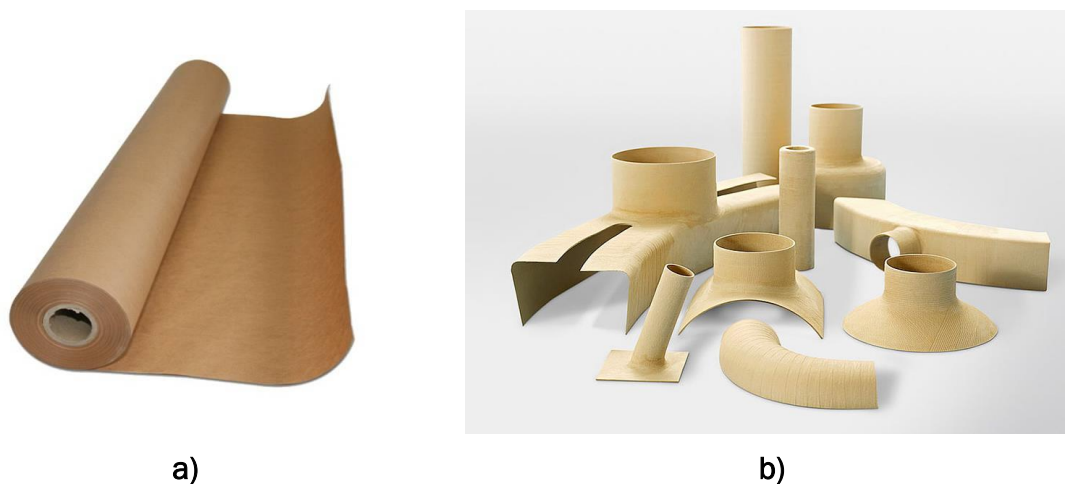
datach muszą spełniać maksymalne dopuszczalne wartości strat jałowych i obciążeniowych lub wskaźnika maksymalnej sprawności. Z tego tytułu, urządzenia dopuszczone do obrotu w Unii Europejskiej cechują się najwyższą sprawnością w historii.

1.2. Układ izolacyjny

Specjalistyczne konstrukcje oraz materiały służące bezpiecznej dla użytkownika i bezawaryjnej eksploatacji urządzenia określa się jako układ izolacyjny. Jego zadaniem jest sprawienie, aby procesy fizyczne zachodzące w części aktywnej transformatora przebiegały w sposób kontrolowany. Sprawność tego systemu jest niezbędna do prawidłowej oraz bezpiecznej pracy transformatora.

W technice izolacyjnej transformatorów najczęściej stosuje się kombinację różnych środków izolacyjnych. Najbardziej rozpowszechnionym jest izolacja stała uzwojeń zanurzona w cieczy izolacyjnej. Innym popularnym typem są transformatory suche, które wykorzystują wyłącznie izolację stałą uzwojeń. Istnieją również zastosowania specjalistyczne, wykorzystujące gazy izolacyjne.

Do izolacji stałej uzwojeń wykorzystuje się głównie wyroby celulozowe ze względu na ich właściwości dielektryczne oraz mechaniczne. Izolacja papierowa jest stosowana bezpośrednio na przewodach nawojowych, jako kliny lub przekładki dystansowe między zwojami oraz jako bariery izolacyjne między elementami części aktywnej transformatora. Najczęściej stosowanymi materiałami są preszpan oraz papier prasowany w różnych formach (np. Pressboard, Transformerboard [122, 123]) w postaci rolek lub arkuszy do samodzielnego formowania kształtów (rysunek 1.5).



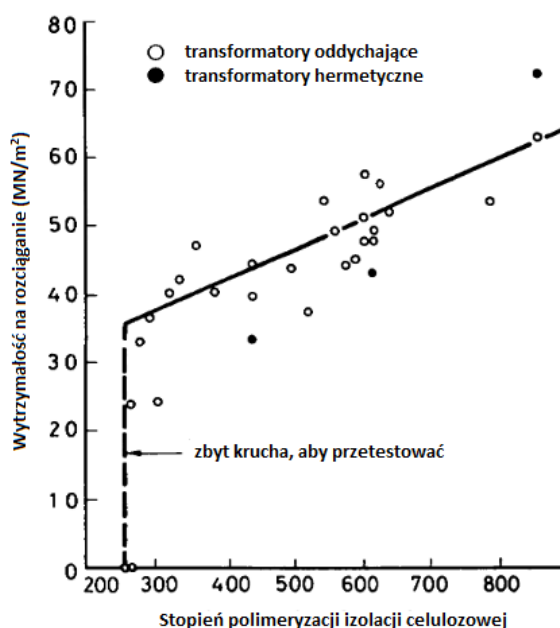
Rysunek 1.5. Materiały izolacyjne stałe stosowane w transformatorach: a) papier elektrotechniczny [128]; b) kształtki wykonane z Transformerboard [127]

W kontakcie z atmosferą izolacyjne materiały wykonane z celulozy cechują się zawartością wody na poziomie 5-8%. Po montażu, izolacja stała poddawana jest suszeniu w warunkach próżniowych, aby ograniczyć zawartość wody do poziomu 0,1% [126]. Następnie wykonuje się proces impregnacji olejem, co wzmacnia właściwości

izolacyjne tego typu izolacji. Wytrzymałość dielektryczna papieru i oleju wynosi odpowiednio 12 kV/mm oraz 40 kV/mm, a w przypadku układu papierowo-olejowego wartość jest znacznie większa i wynosi 64 kV/mm [119].

Czas życia izolacji celulozowej jest ściśle powiązany z temperaturą pracy. Szacuje się, że zwiększenie temperatury izolacji o 6 °C dwukrotnie przyspiesza jej termiczną degradację (zgodnie z modelami Dakina-Arrheniusa oraz Montzingera). Innymi czynnikami wpływającymi na przyspieszenie tego procesu są zwiększone zawilgocenie celulozy oraz obecność związków rozpadu oleju elektroizolacyjnego.

Istotnym parametrem celulozy jest stopień polimeryzacji (DP – ang. *Degree of Polymerization*), który informuje o długości jej łańcucha cząsteczkowego. Parametr ten wskazuje właściwości mechaniczne izolacji papierowej, a dokładniej jej wytrzymałość na rozciąganie (ang. *tensile strength*). Nowa izolacja celulozowa cechuje się stopniem polimeryzacji na poziomie 1200-1400. Za kres przydatności użytkowej przyjmuje się DP o wartości 200 lub mniejszej, gdyż wytrzymałość na rozciąganie spada do około 25% wartości początkowej. Zależność między stopniem polimeryzacji izolacji celulozowej a jej wytrzymałością mechaniczną ukazana jest na rysunku 1.6.



Rysunek 1.6. Zależność wytrzymałości na rozciąganie od stopnia polimeryzacji celulozy [111]

W celu zapewnienia większej trwałości izolacji stałej uzwojeń w transformatorach z izolacją ciekłą stosuje się papier wzmocniony termicznie oraz papier aramidowy Nomex. Materiały te stosowane są w aplikacjach wymagających wyższej temperatury pracy (powyżej klasy temperaturowej A - 105 °C) ze względu na przeciążalność prądową lub warunki otoczenia, gdzie zastosowanie klasycznej izolacji celulozowej wiązałoby się z przyspieszonym jej starzeniem termicznym.

Izolacja ciepla w transformatorze ma dwa podstawowe zadania, jakimi sa zapewnienie izolacji miedzy elementami czesci aktywnej oraz ich skuteczne chlodzenie. Synergiczne dzialanie papieru oraz oleju w tworzeniu nieskomplikowanego oraz efektywnego ukkladu izolacyjnego sprawily, ze ten typ izolacji jest stosowany z powodzeniem od poczatkow wielkoskalowej energetyki.

Najczesciej stosowanymi cieczami izolacyjnymi sa oleje mineralne, ktore sa pochodna ropy naftowej. Ich popularnosc wynika z dobrych wlasciwosci izolacyjnych (wysokie napiecie przebicia, niski wspolczynnik strat dielektrycznych oraz wysoka rezystywnosc), odpowiednich wlasciwosci chlodzacych (niska lepkosc oraz temperatura plynienia) oraz niskich kosztow. Dodatkowo, istotny wplyw ma dlugoletnie doswiadczenie w eksploatacji tego typu olejow w transformatorach skutkujacy szeregiem publikacji w tym temacie.

Glownymi wadami olejow mineralnych jest wysoka rozszerzalnosc cieplna, niska temperatura zaplonu oraz niska biodegradowalnosc. Incydenty pozarowe transformatorow olejowych sa bardzo niebezpieczne ze wzgledu na duza ilosc latwopalnego czynnika, co utrudnia akcje gasnicza. W celu minimalizacji skutkow pozarow projektuje sie specjalistyczne systemy gaszeniowe w oparciu o siec spryskiwaczy lub dysze pianowe oraz sciany ogniochronne wokol urzadzenia. W ramach ochrony przed wyciekiem oleju do srodowiska stanowiska transformatorow wyposaza sie w misy olejowe lub odprowadzenia do szczelnych zbiornikow zewnetrznych mogacych pomiecic cala objemosc cieczy w przypadku awaryjnego wycieku z urzadzenia. Typowe rozwiazanie dla stanowiska transformatora blokowego przedstawiono na rysunku 1.7.



Rysunek 1.7. Stanowisko gaszeniowe transformatora [36]

Proces utleniania oleju jest zagrozeniem dla trwałości oleju, a jego szybkość zależy od temperatury oraz obecności katalizatorów (np. miedzi). W celu ograniczenia tego zjawiska stosuje się inhibitory naturalne lub syntetyczne. W związku z tym, jako oleje nieinhibitowane rozumie się oleje z dodatkami naturalnymi, a oleje inhibitowane jako

ciecze z dodatkami syntetycznymi. Najczęściej występującymi inhibitorami syntetycznymi są DBPC (2,6-Di-tert-butyl-p-cresol) oraz DBP (2,6-Di-tert-butylphenol).

Wprowadzane na rynek oleje mineralne różnią się swoimi właściwościami. Ze względu na charakterystykę produktów firma Nynas AB wyróżnia oleje typu super grade, high grade, standard grade oraz do zastosowań niskotemperaturowych. Oleje typu super grade są inhibitowanymi olejami do zastosowań specjalistycznych. Kategoria high grade to oleje inhibitowane o znakomitych właściwościach do powszechnego stosowania. W przypadku standard grade, ciecz może zawierać inhibitor, a jej przeznaczeniem są zastosowania typowe. Oleje niskotemperaturowe są inhibitowane oraz cechują się obniżoną lepkością i bezpieczeństwem stosowania w bardzo niskich temperaturach. W tabeli 1.1 zestawiono porównawczo główne właściwości różnych gatunków oleju mineralnego stosowanych powszechnie w przemyśle.

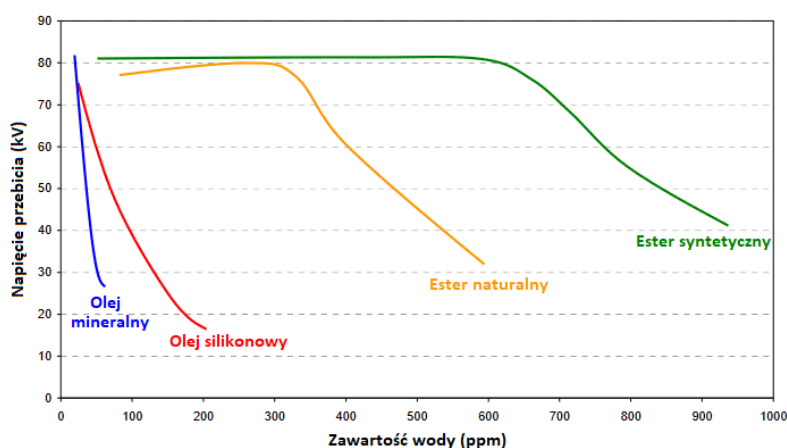
Tabela 1.1. Właściwości różnych gatunków olejów mineralnych wyprodukowanych przez Nynas AB [80, 82, 83]

Właściwość	Oleje mineralne produkcji Nynas AB		
	Standard grade	High grade	Super grade
	NYTRO TAURUS	NYTRO LYRA X	NYTRO 10XN
Gęstość w temp. 20 °C	0,868	0,861	0,874
Lepkość kinematyczna [mm ² /s] w temp. 40 °C	9,5	9,5	7,6
Lepkość kinematyczna [mm ² /s] w temp. -30 °C	1100	895	705
Kwasowość [mgKOH/g]	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Temperatura płynięcia [°C]	-51	-48	-63
Temperatura zapłonu [°C]	150	148	142
Tg δ w temp. 90 °C	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Napięcie przebicia [kV] (po obróbce)	> 70	> 70	> 70
Zawartość wody [ppm]	< 20	< 20	< 20
Nap. powierzchniowe [mN/m] w temp. 25 °C	47	48	49
Stab. oksydacyjna w 120 °C:	Po 164 godzinach:	Po 500 godzinach:	Po 500 godzinach:
Kwasowość [mgKOH/g]	0,7	0,05	0,05
Zawartość osadów [% wag.]	0,15	< 0,01	< 0,01
Tg δ w temp. 90 °C	0,035	0,006	0,006

Niekorzystne cechy olejów mineralnych są na tyle znaczące, że naturalnym procesem będzie zastępowanie ich przez produkty bardziej przyjazne środowisku w nadchodzących latach. Podobne wydarzenie miało miejsce w latach 70-tych ubiegłego wieku, gdy po odkryciu szkodliwości syntetycznych olejów z zawartością PCB (polichlorowane bifenyle) doprowadzono do stopniowej eliminacji urządzeń z ich zawartością z eksploatacji, poprzez wymianę cieczy w urządzeniach w procesie zwanym retrofittingiem lub zastosowaniu procesu dekontaminacji. Alternatywą dla olejów z zawartością PCB stały się oleje silikonowe, które również cechują się zwiększonym

bezpieczeństwem pożarowym, jednak stosowanie ich jest ograniczone do urządzeń średnich napięć (typowo do 36 kV [121]) ze względu na niższe napięcie przebicia, gorsze przewodnictwo cieplne, oraz tworzenie osadów siloksanowych (w obecności wyładowań niezupełnych) pogarszających cyrkulację oleju wewnątrz transformatora. Dodatkowo, biodegradowalność olejów silikonowych jest jeszcze niższa niż olejów mineralnych.

Rosnącą popularnością cechują się alternatywne ciecze izolacyjne, do których zaliczyć można estry naturalne (np. Cargill FR3 lub MIDEL en 1204/1215) oraz syntetyczne (np. Envirotemp 360 lub MIDEL 7131). Produkty te są wysoce biodegradowalne oraz znacznie bardziej bezpieczne pożarowo ze względu na dużo wyższą od oleju mineralnego temperaturę zapłonu. Oleje te również cechuje wysoka rozpuszczalność wody, gdyż są one w stanie pochłoniąć wielokrotnie więcej wody bez negatywnych skutków dla właściwości elektrycznych, głównie napięcia przebicia (rysunek 1.8). Właściwości estrów naturalnych w porównaniu do olejów mineralnych opisano w [41], a w pracy [106] szeroko przedstawiony został obecny stan wiedzy o właściwościach estrów syntetycznych w odniesieniu do estrów naturalnych oraz olejów mineralnych.



Rysunek 1.8. Zależność napięcia przebicia od zawartości wody dla różnych cieczy izolacyjnych [33]

Ciecze izolacyjne na bazie estrów mają również swoje wady, takie jak wysoka lepkość kinematyczna oraz, dla estrów naturalnych, stosunkowo wysoka temperatura płynięcia i niska stabilność oksydacyjna. Dodatkowo, szczególnie w przypadku estrów syntetycznych, czynnikiem ograniczającym stosowanie tego typu cieczy jest ich cena, znacząco wyższa od olejów mineralnych.

Zastosowanie alternatywnych cieczy izolacyjnych było niegdyś ograniczone do urządzeń wymagających specjalnych obostrzeń środowiskowych. Jednakże obecnie, estry zaczynają znajdować zastosowanie w typowych aplikacjach wysokonapięciowych [124, 125]. Dla nowych transformatorów konieczna jest optymalizacja zastosowania materiałów wewnętrznych w celu ograniczenia zjawisk negatywnych związanych

z zastosowaniem płynów estrowych (większe straty obciążeniowe, znaczniejszy koszt wyprodukowania oraz większe gabaryty) [89]. Ze względu na wyższą wartość przenikalności elektrycznej estrów, retrofilling płynu izolacyjnego musi być wykonany z uwzględnieniem konstrukcji układu izolacyjnego transformatora.

Producenci cieczy izolacyjnych nie ustają w próbach znalezienia złotego środka. W ostatnich latach, firma Nynas AB wprowadziła na rynek olej BIO 300X, który jest inhibitowaną cieczą biodegradowalną na bazie węglowodorów biopochodnych, cechującą się własnościami zbliżonymi do oleju mineralnego, jednak niemalże pozbawioną jej wad. Dodatkowo, produkt ten cechuje się bardzo niską wartością lepkości kinematycznej w zestawieniu z konkurencją (tabela 1.2). Pomimo niskiej temperatury zapłonu, olej ten w zastosowaniach typowych będzie silnym konkurentem dla płynów estrowych. Ze względu na krótką obecność tego produktu na rynku, obecnie aktywnie prowadzone są badania nad jego zachowaniem w eksploatacji [129, 130].

Tabela 1.2. Porównanie wybranych właściwości różnych cieczy izolacyjnych – oleju mineralnego super grade [80], oleju biopochodnego [81], estru naturalnego [76] oraz estru syntetycznego [77]

Właściwość	Ciecze izolacyjne			
	Olej mineralny super grade	Olej izolacyjny biopochodny	Ester naturalny	Ester syntetyczny
	NYTRO 10XN	NYTRO BIO 300X	Cargill FR3	MIDEL 7131
Gęstość w temp. 20 °C	0,874	0,785	0,920	0,970
Lepkość kinematyczna [mm ² /s] w temp. 40 °C	7,6	3,7	34	29
Lepkość kinematyczna [mm ² /s] w temp. -20 °C	b/d	b/d	650*	1440
Lepkość kinematyczna [mm ² /s] w temp. -30 °C	705	55	b/d	b/d
Kwasowość [mgKOH/g]	< 0,01	< 0,01	0,05	< 0,03
Temp. płynięcia [°C]	-63	-60	-21	-56
Temp. zapłonu [°C]	142	145	260	260
Tg δ w temp. 90 °C	< 0,001	< 0,001	0,03	< 0,008
Napięcie przebicia [kV] (po obróbce)	> 70	> 70	70	> 75
Zawartość wody [ppm]	< 20	< 20	50	50
Nap. powierzchniowe [mN/m] w temp. 25 °C	49	49	24	30
Stabilność oksydacyjna w 120 °C:	Po 500 godz.:	Po 500 godz.:	Po 48 godz.:	Po 500 godz.:
Kwasowość [mgKOH/g]	0,05	0,01	0,3	0,02
Zaw. osadów [% wag.]	< 0,01	< 0,01	b/d	< 0,01
Tg δ w temp. 90 °C	0,006	0,001	0,1	b/d

b/d – brak danych

* Pomiar lepkości kinematycznej na granicy temperatury płynięcia obarczony jest dużą niepewnością.

W obecnych czasach dużą popularnością cieszą się transformatory suche, w których do izolacji uzwojeń stosuje się żywicę epoksydową. Do typowych konstrukcji

(rysunek 1.9) zaliczyć można zalewanie próżniowe uzwojeń (VCC, ang. *Vacuum Cast Coil*) oraz wzmocnienie żywicy epoksydowej włóknem szklanym (np. RESIBLOC). Transformatory tego typu są stosowane w przemyśle od około 30 lat, w których to konstrukcje te zdążyły potwierdzić swoją niezawodność oraz prostotę eksploatacji.



Rysunek 1.9. Typowe konstrukcje transformatorów suchych: a) technologia VCC [22]; b) technologia RESIBLOC [21]

Głównymi zaletami tego typu jednostek jest uproszczona konserwacja, wyższa klasa termiczna izolacji (typowo F lub H), niskie ryzyko pożarowe oraz przyjazność dla środowiska. Główne ograniczenia to brak możliwości zastosowań wysokonapięciowych (wykonuje się je głównie do poziomu napięć 36 kV, a tylko nieliczni producenci potrafią wykonać jednostki na napięciu 72,5 kV) oraz ograniczenia mocowe. Ze względu na niższą gęstość prądu w uzwojeniach niż w transformatorach z cieczami izolacyjnymi konieczne jest zastosowanie większej ilości materiałów aby skonstruować transformator o tej samej mocy, co przekłada się na większe wymiary oraz wyższy koszt.

Transformatory w izolacji gazowej znajdują swoje zastosowanie w trudnych aplikacjach, takich jak stacje elektroenergetyczne podziemne oraz hydroelektrownie. Jako medium izolacyjne wykorzystują najczęściej sześćfluorek siarki (SF_6), który ma doskonałe własności elektroizolacyjne. Niestety, zastosowanie SF_6 wiąże się z poważną wadą – jest to gaz silnie cieplarniany o ekwiwalencji środowiskowym do dwutlenku węgla (GWP) rzędu 22800 oraz bardzo długim czasie zalegania w atmosferze. W związku z tym zastosowanie sześćfluorku siarki jest kontrolowane oraz sukcesywnie ograniczane, z ewentualnym zamiarem całkowitego wycofania z użytku.

1.3. Wyposażenie

Poza częścią aktywną oraz układem izolacyjnym, transformatory składają się z wielu dodatkowych części pełniących rolę pomocniczą, konstrukcyjną lub zabezpieczeniową. Elementy takie jak kadź, układ chłodzenia, przełącznik zaczełów oraz przepusty izolacyjne są bezpośrednio związane z pracą urządzenia i warunkują jego

poprawną eksploatację. Osprzęt odpowiedzialny za bezpieczeństwo transformatora to urządzenia do pomiaru temperatury, przekaźniki ciśnieniowe oraz wskaźniki poziomu cieczy.

Kadź

Kadź to szczelny zbiornik, którego zadaniem jest zabezpieczenie medium izolacyjnego przed wydostaniem się do atmosfery lub środowiska. Sposób wykonania kadzi wynika z wielkości transformatora, a do najczęściej stosowanych należą faliste (dla małych jednostek) oraz radiatorowe (rysunek 1.10). Górną część stanowi pokrywa, do której często jest przymocowana część aktywna. Kadzie posiadają szereg uchwytów, które są niezbędne do bezpiecznego transportu jednostek oraz operacji podnoszenia i wkładania części wymowlalnej transformatora. Szczelność kadzi jest badana w trakcie prób fabrycznych transformatora poprzez wielogodzinną ekspozycję na wytworzone nadciśnienie wewnątrz urządzenia.



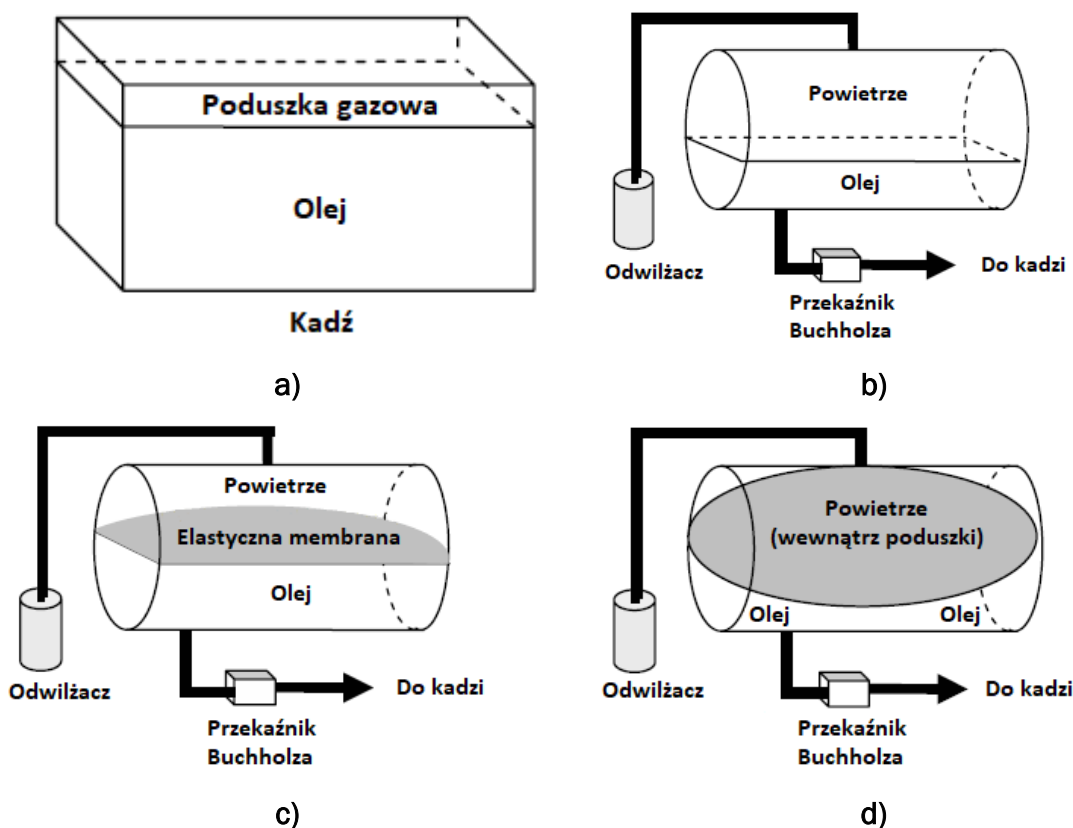
Rysunek 1.10. Kadź transformatora mocy wysokiego napięcia [5]

Ze względu na występowanie strumieni rozproszenia w transformatorze, w częściach konstrukcyjnych występują dodatkowe straty, co jest szczególnie dotkliwe w przypadku jednostek o dużej mocy znamionowej. W celu minimalizacji tych strat, poza odpowiednim kształtowaniem uzwojeń, stosuje się ekranowanie kadzi oraz pokrywy. Zabieg ten ma na celu uwięzienie strumienia rozproszenia w zespole ekranów i ochronę części ekranowanych przed przenikaniem przez nie strumienia magnetycznego [75]. Najskuteczniejszym sposobem jest stosowanie ekranów magnetycznych wykonanych z blach transformatorowych o dużej grubości (od kilkunastu do kilkudziesięciu milimetrów).

Układy oraz urządzenia ochronne cieczy izolacyjnej

Transformatory, ze względu na ochronę cieczy izolacyjnej przed powietrzem atmosferycznym, wykonuje się jako hermetyczne oraz konserwatorowe. Hermetyzację stosuje się głównie w transformatorach o niedużych mocach znamionowych (do kilku

MVA), a rozwiązania z konserwatorem stosowane są powszechnie dla dużych jednostek. Najpopularniejsze układy ochronne cieczy izolacyjnej w transformatorze przedstawiono na rysunku 1.11.



Rysunek 1.11. Układy ochronne cieczy izolacyjnej [34]: a) hermetyzacja; b) konserwator z kontaktem z powietrzem atmosferycznym; c) konserwator z membraną; d) konserwator z poduszką powietrzną

Transformatory hermetyczne wypełnione są olejem powyżej poziomu uzwojeń, a pozostała część dopełniona jest zazwyczaj azotem. Zabieg ten ma na celu uniemożliwienie dostępu powietrza atmosferycznemu do wnętrza kadzi. W transformatorach hermetycznych prowadzony jest monitoring ciśnienia azotu w celu oceny stanu szczelności. Ciśnienie poduszki gazowej zmienia się wraz z temperaturą, więc konieczna jest każdorazowa ocena poprawności wskazania. Ze względu na brak występowania zjawiska oddychania transformatora (wymiany powietrza wewnątrz części transformatora) stężenia gazów rozpuszczonych w oleju są znacznie wyższe niż w transformatorach z konserwatorem. Z tego samego powodu nie ma jednak potrzeby stosowania odwilżaczy ze względu na brak możliwości penetracji wilgoci.

Konserwator jest dużym zbiornikiem olejowym umieszczonym powyżej kadzi, w którym górna powierzchnia oleju styka się z powietrzem atmosferycznym. Do zbiornika powietrze dostaje się poprzez odwilżacz, w którym jest ono osuszane przez czynnik aktywny (np. silikażel). Konserwator wypełnia się olejem w taki sposób, aby pozostawić miejsce na ekspansję objętości cieczy wraz ze wzrostem temperatury. Proces

oddychania transformatora przebiega w następujący sposób: wraz ze wzrostem obciążenia rośnie temperatura oleju, który jednocześnie zwiększa swoją objętość wypychając powietrze atmosferyczne z konserwatora. W przypadku spadku obciążenia jednostki, temperatura oleju spada, a wraz z malejącą jej objętością powietrze jest zaciągane do środka. Dla tego układu ochrony przed czynnikami atmosferycznymi niezwykle ważna jest okresowa kontrola zmiany zabarwienia czynnika w odwilżaczu (rysunek 1.12), gdyż zużyty materiał przestaje pochłaniać wilgoć. Silikażel zazwyczaj wymienia się, gdy 2/3 objętości czynnika zmieni kolor.



Rysunek 1.12. Odwilżacz z żelem krzemionkowym [20]

Układ chłodzenia

Transformatory w trakcie pracy wytwarzają ciepło proporcjonalnie do obciążenia. Utrzymanie odpowiedniej temperatury układu izolacyjnego jest krytyczne z punktu widzenia układu izolacyjnego, gdyż ma ona znaczny wpływ na czas jego życia (zasada 6°C opisana została w rozdziale 1.2). W związku z tym, układ chłodzenia jest ważnym zagadnieniem projektowym oraz eksploatacyjnym.

Najprostszym sposobem zwiększenia efektywności układu chłodzenia jest zwiększenie powierzchni oddawania ciepła do atmosfery. Naturalnym elementem są oczywiście ściany kadzi, ale podstawowym zabiegiem konstrukcyjnym zwiększającym wydajność chłodzenia jest zastosowanie radiatorów. Typowo stosowane radiatory składają się z kanałów przepływowych oleju górnego oraz dolnego, które są połączone przez szereg członów (żeber) o odpowiedniej długości. Radiatory w dużych transformatorach są demontowane na czas transportu w celu zmniejszenia jego wymiarów oraz masy transportowej. W trakcie eksploatacji urządzenia zalecany jest okresowy monitoring radiatorów przy użyciu metod termowizyjnych w celu sprawdzenia efektywności pracy każdego z elementów.

W przypadku potrzeby zwiększenia ilości ciepła odprowadzanego z transformatora stosuje się układy chłodzenia wymuszonego. Aby odprowadzić więcej ciepła z powierzchni radiatorów najprościej zastosować wentylatory mocowane pod radiatorami (wydmuch pionowy do góry) lub z boku (wydmuch poprzeczny). Inną metodą

jest zastosowanie pomp wymuszających przepływ cieczy izolacyjnej przez chłodnicę powietrzną lub wodną. Układy chłodzenia wymuszonego stosowane są głównie na transformatorach o dużych mocach znamionowych, lub urządzeniach w których dopuszcza się wzrost obciążenia powyżej znamionowego dla podstawowego systemu chłodzenia. W przypadku zastosowania podwójnego układu, transformator oznaczany jest odpowiednio na tabliczce znamionowej znormalizowanymi kodami wskazanymi w tabeli 1.3 z uwzględnieniem mocy znamionowej podstawowej oraz dopuszczalnej mocy znamionowej z użyciem układu pomocniczego chłodzenia (np. ONAN/ONAF - 32/40 MVA).

Tabela 1.3. Oznaczenia literowe systemu chłodzenia transformatorów

Oznaczenie literowe	Pierwsza litera	Druga litera	Trzecia litera	Czwarta litera
	Czynnik chłodzenia wewnętrznego	Metoda chłodzenia wewnętrznego	Czynnik chłodzenia zewnętrznego	Metoda chłodzenia zewnętrznego
ONAN	Olej	Obieg naturalny	Powietrze	Obieg naturalny
KNAN	Ciecz trudnopalna*	Obieg naturalny	Powietrze	Obieg naturalny
ONAF	Olej	Obieg naturalny	Powietrze	Obieg wymuszony
KNAF	Ciecz trudnopalna*	Obieg naturalny	Powietrze	Obieg wymuszony
OFAF	Olej	Obieg wymuszony	Powietrze	Obieg wymuszony
ODAF	Olej	Obieg kierowany	Powietrze	Obieg wymuszony
OFWF	Olej	Obieg wymuszony	Woda	Obieg wymuszony
AN**	-	-	Powietrze	Obieg naturalny
AF**	-	-	Powietrze	Obieg wymuszony

* Ciecz o temperaturze palenia powyżej 300 °C, np. olej silikonowy, ester naturalny lub syntetyczny.

** Systemy chłodzenia transformatorów suchych.

Przełącznik zacze­pów

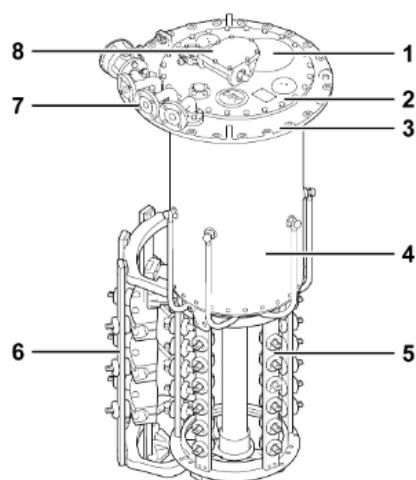
W trakcie eksploatacji sieci elektroenergetycznej zachodzi potrzeba regulacji napięcia, co realizuje się najczęściej przez zmianę przekładni transformatora. Proces ten dokonuje się poprzez mechaniczną zmianę zacze­pów wyprowadzonych z uzwojeń, efektywnie zwiększając lub zmniejszając liczbę zwojów cewki. Regulację przekładni można wykonywać na dwa sposoby – w stanie beznapięciowym oraz gdy transformator jest zasilony.

Beznapięciowe przełączniki zacze­pów cechują się prostą konstrukcją mechaniczną oraz niską ceną. Znajdują powszechne zastosowanie w małych transformatorach oraz aplikacjach niewymagających częstej zmiany przekładni. Są one napędzane ręcznie, a zakres regulacji jest dosyć mały (np. $\pm 2,5\%$ napięcia znamionowego w 5 krokach). Operacji beznapięciowym przełącznikiem zacze­pów nie można wykonywać na zasilanym transformatorze, gdyż w trakcie manewru urządzeniem wytworzyłby się łuk elektryczny w trakcie zmiany styków, co jest zagrożeniem zarówno dla przełącznika zacze­pów jak i ogólnej kondycji urządzenia. Konstrukcja typowo stosowanego urządzenia do regulacji napięcia w transformatorze trójfazowym przedstawiona została na rysunku 1.13.



Rysunek 1.13. Beznapięciowy przełącznik zacsepów [78]

Podobciążeniowe przełączniki zacsepów (PPZ) są przystosowane do wykonywania operacji zmiany przekładni transformatora gdy jest on zasilony. Podstawową zasadą konstrukcji PPZ jest załączanie kolejnego zacsepów przed rozłączeniem poprzedniego, do czego wykorzystuje się przejściowy element impedancyjny w formie rezystora lub dławika [50]. W czasie przełączania sąsiednich zacsepów element impedancyjny mostkuje je umożliwiając niezakłócony przepływ prądu roboczego. Urządzenia te są stosowane powszechnie w sieciach dystrybucyjnych wysokich napięć, i cechują się większym zakresem regulacji (np. $\pm 10\%$ napięcia znamionowego w 21 krokach).



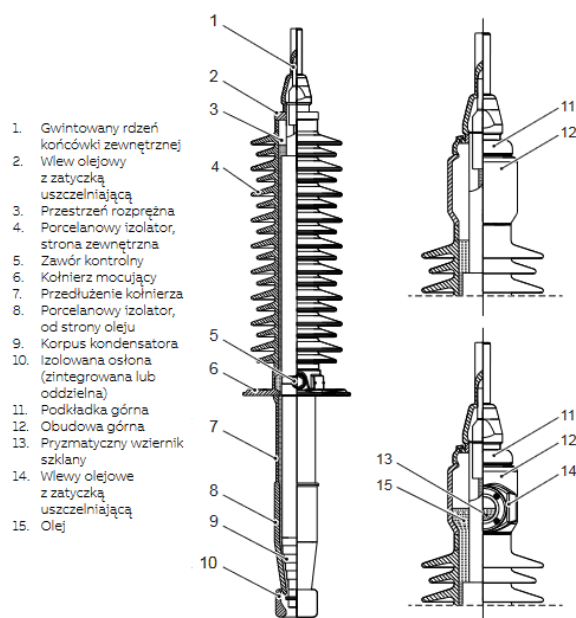
1 Membrana bezpieczeństwa	2 Pokrywa głowni podobciążeniowego przełącznika zacsepów
3 Głownia podobciążeniowego przełącznika zacsepów	4 Komora olejowa
5 Wybierak	6 Zmieniacz
7 Kolanko	8 Górny stopień przełożenia

Rysunek 1.14. Podobciążeniowy przełącznik zacsepów typu próżniowego produkcji Maschinenfabrik Rheinhausen z wyszczególnionymi głównymi komponentami [70]

Obecnie stosowane PPZ składają się z przełącznika mocy, wybieraka, komory oraz napędu mechanicznego. Przełącznik mocy oraz wybierak mogą być umieszczone w jednej szczelnej komorze wewnątrz transformatora, w osobnych komorach lub w formie mieszanej – przełącznik mocy w komorze a wybierak wewnątrz kadzi. Transformatory wyposażone w konserwator posiadają oddzielną komorę w zbiorniku przeznaczoną tylko dla PPZ ze względu na szczelną separację komory przełącznika od wnętrza kadzi. W miarę rozwoju konstrukcji nastąpiło przejście z przełączników olejowych (styki zanurzone w cieczy izolacyjnej) do przełączników próżniowych (styki w komorze próżniowej). Zabieg ten znacznie wpłynął na trwałość urządzeń (ponad milion przełączeń bez awarii) oraz zmniejszył koszty eksploatacyjne. Budowa PPZ typu próżniowego wraz z opisem głównych komponentów została zaprezentowana na rysunku 1.14.

Izolatory przepustowe

Izolatory przepustowe spełniają w transformatorze kluczową funkcję, gdyż za ich pomocą do wnętrza transformatora jest wprowadzana energia elektryczna. Z uwagi na to, że kadź jest uziemiona, to muszą one zapewniać bezpieczną izolację między częścią potencjałową a bezpotencjałową (uziemiającą). Wielkość izolatora przepustowego zależy od napięcia znamionowego (długość) oraz prądu znamionowego (średnica części przewodzącej przepustu) transformatora. W przypadku przepustów wysokonapięciowych wykonuje się je jako kondensatorowe (rysunek 1.15), tj. ze sterowaniem pola elektrycznego w kolejnych warstwach izolacji poprzez umieszczanie ekranów przewodzących, co tworzy kondensator wielowarstwowy.



Rysunek 1.15. Izolator przepustowy typu OIP produkcji ABB z wyszczególnionymi komponentami [99]

Przepusty na napięcie do 36 kV wykonuje się głównie jako suche (np. porcelanowe). Zagadnienia konstrukcyjne stają się skomplikowane wraz ze wzrostem napięcia znamionowego, gdyż konieczne jest zapewnienie większego poziomu izolacji. Historycznie, najpopularniejszymi technologiami były OIP (ang. *oil impregnated paper* – izolacja papierowa nasycana olejem) oraz RBP (ang. *resin bonded paper* – izolacja papierowa sklejana żywicznie). Technologie te cechują się prostotą, jednak posiadają dość istotne wady, takie jak niższa klasa termiczna izolacji oraz zwiększone zagrożenie pożarowe oraz wybuchowe. Obecnie, w dużych transformatorach (grupa I według [104]) coraz częściej stosuje się przepusty w technologiach suchych, takich jak RIP (ang. *resin impregnated paper* – izolacja papierowa impregnowana żywicą) oraz RIS (ang. *resin impregnated synthetics* – izolacja z włókien syntetycznych impregnowanych żywicą).

Awarie izolatorów przepustowych spowodowane zwarciami wewnętrznymi mają poważne lub katastrofalne konsekwencje. Wybuch przepustu w osłonie porcelanowej potrafi uszkodzić sąsiednie izolatory, a także aparaturę pomiarową oraz łączeniową napowietrzną znajdującą się wokół transformatora. Dodatkowo, przepusty wykonane w technologii OIP cechują się zwiększonym zagrożeniem pożarowym ze względu na obecność oleju wewnątrz przepustu. Ze względu na powyższe zagrożenia, wynikające z potencjalnej awarii izolatora przepustowego, są one obiektem okresowej diagnostyki. Przepusty wysokiego napięcia wyposażane są w zacisk pomiarowy, który pozwala na diagnostykę układu izolacyjnego. Obecność takiego zacisku umożliwia pomiar pojemności oraz współczynnika stratności dielektrycznej w układach C1 (między rurą przewodzącą a zewnętrzną warstwą przewodzącą rdzenia przepustu) oraz C2 (między zewnętrzną warstwą przewodzącą rdzenia przepustu a uziemioną obudową). W trakcie pracy transformatora wykonuje się również badania termograficzne przepustów w celu identyfikacji występowania przegrzań miejscowych.

Urządzenia do pomiaru temperatury

Pomiar temperatury ma na celu określenie, czy urządzenie nie jest poddawane nadmiernym obciążeniom cieplnym oraz czy układ chłodzenia transformatora jest sprawny. W transformatorach używa się oddzielnych urządzeń do pomiaru temperatury cieczy izolacyjnej (OTI, ang. *Oil Temperature Indicator*) oraz uzwojeń (WTI, ang. *Winding Temperature Indicator*), których przykładowe aplikacje znajdują się na rysunku 1.16. Urządzenia pomiarowe umieszczane są w specjalnych kieszeniach wyprowadzonych na pokrywę kadzi lub poprzez zastosowanie specjalnych przekładników prądowych. Wskazania termometrów lub czujników temperatury wykorzystywane są do sterowania układem chłodzenia wymuszonego (np. w przypadku ONAF – uruchomienie grup wentylatorów na radiatorach po przekroczeniu nastawionego progu temperaturowego), a styki wykonawcze przyrządu są połączone z przekaźnikiem zabezpieczeniowym transformatora w celu przekazywania informacji o stanie alarmowym lub konieczności wyłączenia jednostki.

Najprostszym urządzeniem służącym do pomiaru temperatury jest termometr kontaktowy. W tym celu wykorzystuje się dwa podstawowe typy urządzeń – bimetalowe

oraz manometryczne. Powszechnie stosowana jest również technologia czujników oporowych (np. Pt100), ale układ taki wymaga zewnętrznego zasilania do pracy pętli pomiarowej. W termometrach z wyświetlaczem tarczowym stosuje się dwie wskazówki – pierwsza z nich (zazwyczaj w kolorze czarnym) wskazuje aktualną wartość temperatury, a druga (typowo w kolorze czerwonym) informuje o najwyższym poziomie temperatury od ostatniej kontroli.



Rysunek 1.16. Przyrządy do pomiaru temperatury: a) oleju (OTI) [79]; b) uzwojeń (WTI) [84]

Specjalnym typem odzworowania temperatury jest umieszczenie przekładnika prądowego, który wykorzystuje się do modelu cieplnego uzwojeń transformatora, mającego na celu estymację temperatury punktów gorących w mierzonym uzwojeniu. Przekładniki prądowe realizowane są najczęściej w formie przekładników przepustowych (ang. BCT – *Bushing Current Transformer*), które są zabudowane w kominkach przepustów po stronie GN transformatora. Uzwojeniem pierwotnym jest część przewodząca izolatora przepustowego, a wtórnym cewka nawinięta wokół jego rdzenia. Uzwojenie wtórne przekładnika podłączone jest bezpośrednio do elementu grzejnego specjalnego termometru, który w połączeniu z bezpośrednim wskazaniem temperatury górnej warstwy oleju wyznacza temperaturę punktu gorącego. Rozwiązanie to jest stosowane głównie w transformatorach dużej mocy.

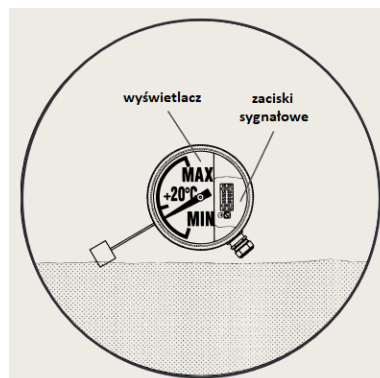
Urządzenia do pomiaru poziomu cieczy izolacyjnej

Ważnym aspektem w trakcie pracy jest monitoring poziomu cieczy izolacyjnej, gdyż obniżenie jej poziomu stanowi duże zagrożenie dla bezpieczeństwa urządzenia. Najczęściej obecnie stosowany typ wskaźników poziomu oleju to magnetyczny, w którym ruch pływaka przekazywany jest przez sprzęgło magnetyczne do mechanizmu wskazówkowego przyrządu. Przykładowe rozwiązanie tego typu znajduje się na rysunku 1.17. Zaletą tego typu wskaźników jest duży wyświetlacz tarczowy, który jest dobrze widoczny z bezpiecznej odległości, co pozwala obsłudze regularnie sprawdzać wskazania w trakcie pracy transformatora. W urządzeniach z konserwatorem przyrządy do pomiaru oleju umieszcza się na ścianie bocznej konserwatora, a w jednostkach

hermetyzowanych bezpośrednio na kadzi. Wskaźniki poziomu oleju wyposażone są w dwie (alarm oraz wyłączenia od niskiego poziomu cieczy) lub cztery pary styków (alarm oraz wyłączenie od niskiego lub wysokiego poziomu cieczy) bezpośrednio wyprowadzone do przekaźnika zabezpieczeniowego transformatora.



a)

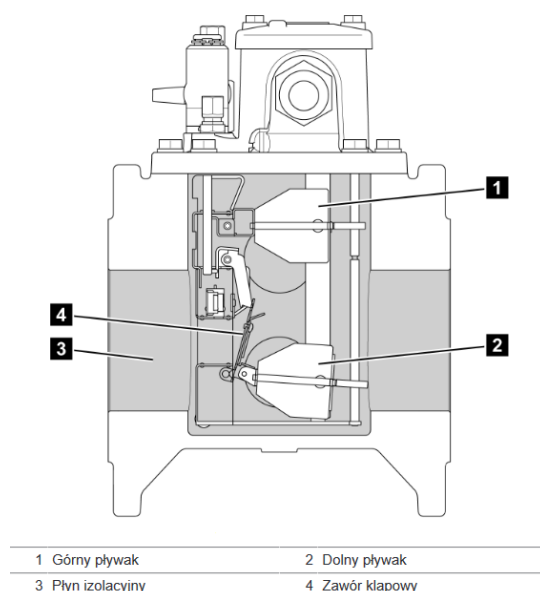


b)

Rysunek 1.17. Pomiar poziomu oleju w transformatorze na przykładzie wskaźnika MESSKO MTO [23]: a) wygląd zewnętrzny przyrządu; b) wizualizacja pracy pływaka

Przełącznik Buchholza

Specjalnym typem zabezpieczenia stosowanym jedynie w transformatorach olejowych z konserwatorem jest przełącznik gazowo-przepływowy, zwany również przełącznikiem Buchholza (rysunek 1.18). Urządzenie to jest instalowane na rurze łączącej kadrę z konserwatorem. Gdy w transformatorze dojdzie do uszkodzenia wewnątrz kadzi, wywołanego lokalnymi uszkodzeniami izolacji, intensywnymi wyładowaniami niezupełnymi lub wyładowaniami łukowymi w cieczy izolacyjnej to wydzielenie gazów (produktów rozpadu izolacji) spowoduje wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi oraz przepływ strumienia do konserwatora. Jeżeli szybkość przepływu przekroczy wartość bezpieczną, to pływak wewnątrz przełącznika zostanie odchyłony zmieniając położenie styków pomocniczych urządzenia. Kierunek instalacji przełącznika Buchholza jest krytyczny, gdyż w przypadku montażu w pozycji odwróconej urządzenie to nie zadziała przy uszkodzeniu wewnętrznym transformatora. Przełączniki gazowo-przepływowe wyposaża się w dwie pary styków (alarm – I stopień; wyłączenie – II stopień) bezpośrednio połączone z przekaźnikiem zabezpieczeniowym transformatora.



Rysunek 1.18. Przełącznik Buchholza produkcji MESSKO z wyszczególnionymi komponentami [71]

Przełączniki ciśnieniowe

Innego rodzaju przełącznikami ciśnieniowymi stosowanymi w transformatorach są zawory nadciśnieniowe, określane również jako przeciwwybuchowe. Rozróżnia się dwa typy urządzeń – zawory bezpieczeństwa (rysunek 1.19a) oraz przełączniki nagłego wzrostu ciśnienia (rysunek 1.19b). Zawory bezpieczeństwa (znane też jako rury wybuchowe), instalowane są na górnej pokrywie, a w przypadku wzrostu ciśnienia do określonej wartości wewnątrz kadzi dochodzi do zadziałania mechanizmu powodując uwolnienie ciśnienia do atmosfery. W celu bezpiecznego odprowadzenia rozgrzanej cieczy izolacyjnej po zadziałaniu zaworu bezpieczeństwa instaluje się rury odpływowe w taki sposób, aby olej został bezpiecznie odprowadzony do misy lub szczelnego zbiornika bez uszkodzenia pobliskiej aparatury. Przełączniki nagłego wzrostu ciśnienia reagują jedynie w przypadku szybkich przyrostów ciśnienia wewnątrz kadzi, wysyłając sygnał wyłączenia do przełącznika zabezpieczeniowego transformatora zanim ciśnienie wewnętrzne osiągnie wartości zagrażające integralności jednostki. Urządzenia te mają tak wyskalowaną czułość, że eksploatacyjne zmiany ciśnienia związane z rozszerzalnością cieplną oleju nie powodują ich zadziałania.



a)



b)

Rysunek 1.19. Przełączniki zabezpieczeniowe ciśnieniowe stosowane jako zabezpieczenia przeciwwybuchowe transformatorów: **a)** zawór bezpieczeństwa [24]; **b)** przełącznik nagłego wzrostu ciśnienia [25]

2. Zagrożenia eksploatacyjne transformatorów

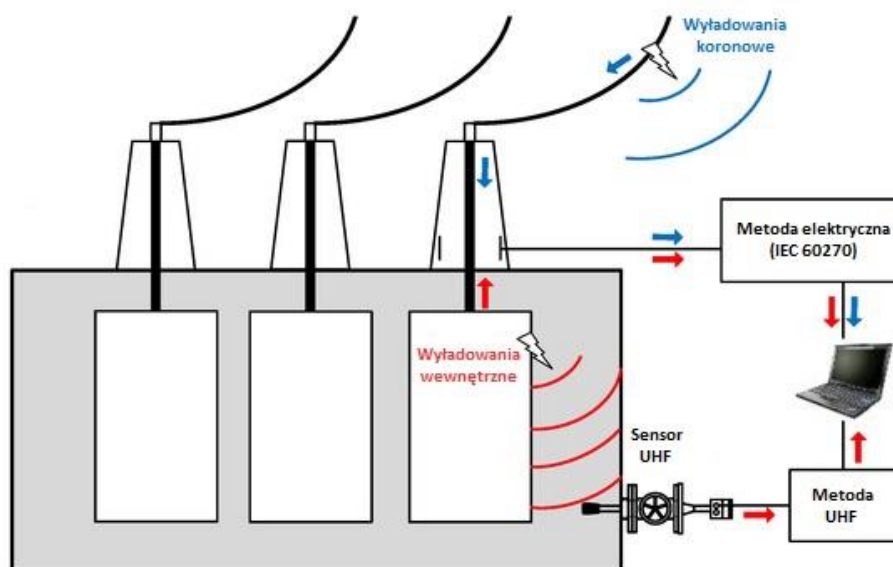
W niniejszym rozdziale omówione zostaną typowe przyczyny usterek występujących wewnątrz transformatora oraz awarii osprzętu. Podział ten został wykonany celowo – projekt i wykonanie części aktywnej jest w głównej mierze po stronie wytwórcy, a osprzęt jest dostarczany przez podmioty zewnętrzne. Rozdział ten jest dodatkowo wzbogacony o dostępne publicznie statystyki awaryjności transformatorów energetycznych opracowane przez Międzynarodowy Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (CIGRE).

2.1. Defekty wewnętrzne

W trakcie wieloletniej pracy transformator narażony jest na zagrożenia dla jego integralności wewnętrznej o różnym czasie ekspozycji. Część aktywna oraz układ izolacyjny są elementami, których trwałość zakłada się projektowo na kilkadziesiąt lat, gdyż naprawa tych elementów jest skomplikowana (wymagająca znacznego demontażu urządzenia) oraz kosztowna. Głównymi przyczynami ich uszkodzeń są defekty elektryczne, termiczne oraz mechaniczne.

Uszkodzenia natury elektrycznej wynikają z narażeń związanych z miejscowymi uszkodzeniami izolacji lub pojawieniem się warunków sieciowych, na wytrzymywanie których jednostka nie została zaprojektowana. Głównymi zagrożeniami są wyładowania niezupełne (WNZ), wyładowania łukowe oraz przepięcia zewnętrzne. Czas trwania tych narażeń jest bardzo krótki, jednakże są one potencjalnie bardzo szkodliwe.

Wyładowania niezupełne są definiowane jako lokalne lub częściowe uszkodzenie izolacji elektrycznej nie powodujące zwarcia między elementami przewodzącymi. Obecność tego zjawiska ma destrukcyjny wpływ na izolację transformatora (zarówno stałą jak i ciekłą). Na tempo tego procesu znaczący wpływ ma intensywność jego występowania. W praktyce stosuje się cztery sposoby określania obecności WNZ, do których należą oznaczanie zawartości gazów rozpuszczonych w oleju (opisane szerzej w rozdziale 3.2) oraz trzy techniki pomiarowe: metodą elektryczną według standardu IEC60270 (pomiar ładunku pozornego), metodą UHF (ang. *Ultra High Frequency*, bardzo wysoka częstotliwość w zakresie 300 MHz – 3 GHz) polegającą na detekcji fal elektromagnetycznych emitowanych przez wyładowania niezupełne oraz mało inwazyjną metodą akustyczną (detekcja w zakresie ultradźwięków 20 kHz – 1,5 MHz). Przedstawiony na rysunku 2.1 sposób propagacji sygnałów (impulsów elektrycznych, fal elektromagnetycznych) wskazuje możliwości zastosowania pomiarów bezpośrednich (metodą elektryczną) oraz pośrednich (za pomocą wewnętrznej sondy UHF).



Rysunek 2.1. Propagacja sygnałów pochodzących od WNZ w transformatorze w zależności od miejsca występowania defektu (wewnętrzne – kolor czerwony, zewnętrzne – kolor niebieski) [112]

Kolejnym stadium rozpadu izolacji są wyładowania łukowe, których energia jest znacznie większa niż w przypadku wyładowań niezupełnych. Łuk elektryczny pojawia się między strukturami przewodzącymi z dwóch przyczyn - zewnętrznej, gdy zostaną one połączone ścieżkami przewodzącymi lub wewnętrznej w przypadku utraty właściwości dielektrycznych materiałów izolacyjnych. Wyładowanie łukowe cechuje się miejscową temperaturą rzędu tysięcy stopni Kelwina, co jest zjawiskiem bardzo destrukcyjnym dla układu izolacyjnego oraz dodatkowo wytwarza duży przyrost ciśnienia w kadzi prowadzący do zadziałania zabezpieczeń wewnętrznych jednostki (przełącznik Buchholza lub przełącznik nagłego wzrostu ciśnienia) lub w skrajnych przypadkach do rozerwania kadzi. Występowanie tego typu zjawisk ma swoje odzwierciedlenie w ilorazach wybranych gazów rozpuszczonych w oleju.

W trakcie pracy transformatory narażone są na występowanie przepięć w sieciach elektroenergetycznych, które mogą być zarówno pochodzenia wewnętrznego jak i zewnętrznego. Do źródeł wewnętrznych należą głównie przepięcia łączeniowe, występujące przy załączaniu lub wyłączaniu dużych elementów sieciowych. Czynnikiem zewnętrznym o znacznym zagrożeniu dla sieci elektroenergetycznych są wyładowania atmosferyczne. Transformatory jako urządzenia ze sprzężeniem magnetycznym mają zdolność propagacji fali przepięciowej między uzwojeniami, która może osiągnąć wartości przekraczające wytrzymałość izolacji uzwojeń lub izolatorów przepustowych. Układ izolacyjny transformatora jest zaprojektowany w celu uzyskania określonej wytrzymałości dla danego poziomu napięć. Przykładowo, dla sieci 110 kV i określonego maksymalnego skutecznego napięcia urządzenia 123 kV, wartość szczytowa wytrzymywanego napięcia probierczego piorunowego wynosi 550 kV, a wartość skuteczna krótkotrwałego napięcia probierczego przemienneo indukowanego to

230 kV. Dla zapewnienia ochrony przebiegu transformatorów kluczowe jest zastosowanie ograniczników napięć po obu stronach urządzenia.

Defekty termiczne są najwolniej rozwijającym się typem uszkodzeń, które najczęściej napotyka się w późnych etapach eksploatacji transformatora. Związek między temperaturą pracy układu izolacyjnego a jego żywotnością został przedstawiony w rozdziale 1.2. Wytyczne obciążania transformatorów zawiera norma [59], definiując graniczne wartości temperatur dla normalnego obciążenia cyklicznego, długotrwałego oraz krótkotrwałego obciążenia awaryjnego, które przedstawiono w tabeli 2.1.

Tabela 2.1. Graniczne wartości prądów i temperatur przy obciążeniach większych niż znamionowe dla transformatorów z konwencjonalnym układem izolacyjnym [104]

Kryteria graniczne	Transformatory rozdzielcze	Transformatory średniej mocy	Transformatory dużej mocy
Normalne obciążenie cykliczne			
Krotność prądu znamionowego	1,5	1,5	1,3
Temperatura uzwojenia [°C]*	120	120	120
Temperatura oleju [°C]**	105	105	105
Długotrwałe obciążenie awaryjne			
Krotność prądu znamionowego	1,8	1,5	1,3
Temperatura uzwojenia [°C]*	140	140	140
Temperatura oleju [°C]**	115	115	115
Krótkotrwałe obciążenie awaryjne			
Krotność prądu znamionowego	2,0	1,8	1,5
Temperatura uzwojenia [°C]*	-	160	160
Temperatura oleju [°C]**	-	115	115

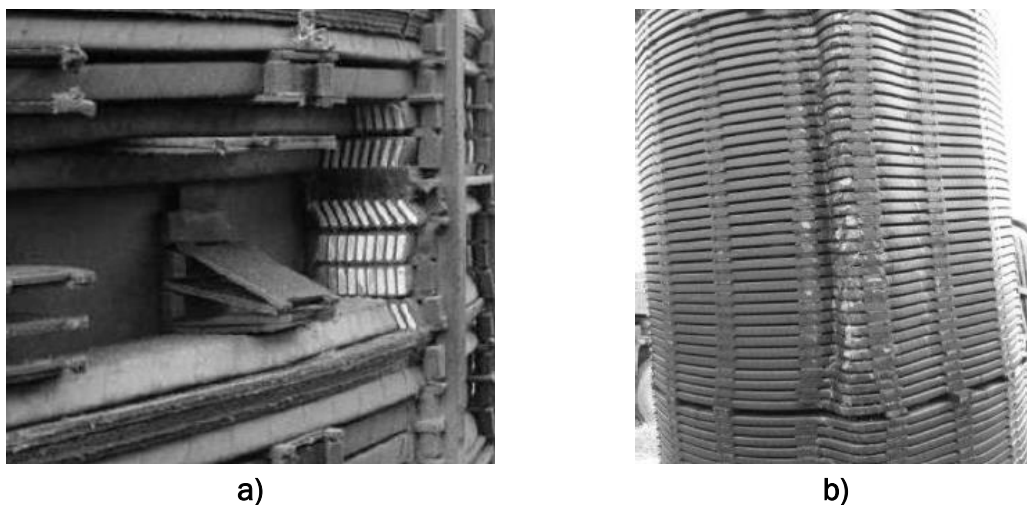
* Temperatura najgorętszego miejsca w uzwojeniach i części metalowych stykających się z materiałami izolacyjnymi celulozowymi.

** Temperatura oleju w kadzi w górnej warstwie.

Kluczowym zagadnieniem dla analizy obciążenia termicznego jest określenie temperatury punktu gorącego (ang. *hot spot*). Pojęcie to jest definiowane jako miejsce o maksymalnej lokalnej temperaturze występujące na styku części przewodzącej uzwojenia z elementem izolacyjnym. Typowym miejscem występowania hot spotów jest górna część uzwojenia ze względu na wyższą temperaturę czynnika chłodzącego oraz obecność strumienia rozproszenia. Dla typowej konstrukcji układu pomiarowego temperatury, pomiar rzeczywisty temperatury punktu gorącego nie jest możliwy. Do jego estymacji stosuje się zaawansowane wielokryterialne metody obliczeniowe.

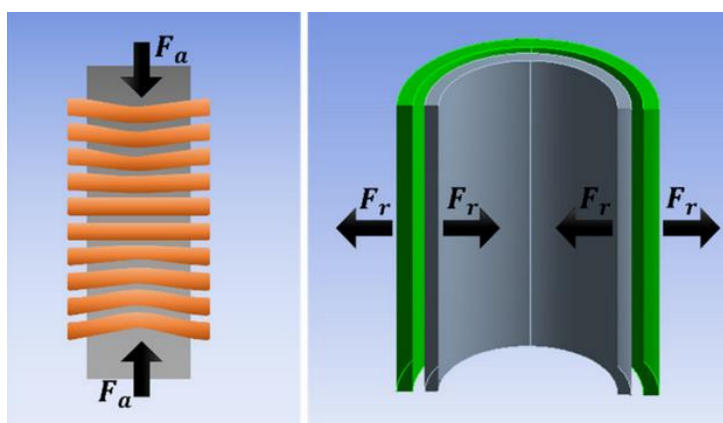
Za defekty mechaniczne uznaje się zmianę geometrii uzwojeń lub rdzenia. Zjawisko to ma miejsce w przypadku wystąpienia prądów zwarciovych w sieci o znacznych wartościach, gdyż uzwojenia narażone są na działanie dużych sił elektrodynamicznych. Przekroczenie granicznych sił, wynikających z wytrzymałości materiału skutkuje deformacją cewek transformatora. Drobne zmiany geometrii pozornie nie mają znaczenia dla pracy transformatora, jednakże lokalnie dochodzi do zmniejszenia wytrzymałości elektrycznej (np. zbliżenia cewek, naruszenia izolacji

zwojowej), które mogą być potencjalnie przyczyną awarii w przypadku pojawienia się fali przepięciowej. Przykładowe rzeczywiste deformacje uzwojeń ukazano na rysunku 2.2.



Rysunek 2.2. Przykładowe deformacje uzwojeń [14]: a) pochylone zwoje cewki wywołane siłami poosiowymi; b) uzwojenie z wybrzuszeniami wywołane działaniem sił promieniowych

Jako czynniki destrukcyjne dla geometrii uzwojeń wyróżnia się siły poosiowe oraz promieniowe (rysunek 2.3). Pierwsze z nich mogą doprowadzić do uszkodzenia szczęk prasujących lub kąтового pochylenia zwojów w cewce. Zmniejszenie stopnia sprasowania uzwojeń ma wpływ na ich wytrzymałość zwarciovą. Siły promieniowe natomiast prowadzą do wybrzuszeń zewnętrznych fragmentów uzwojenia GN oraz ściśnięcia wewnętrznych fragmentów uzwojenia dolnego. W skrajnym przypadku, siły elektrodynamiczne mogą doprowadzić do przzerwania uzwojenia, zwarcia cewek lub zwarcia doziemnego.



Rysunek 2.3. Wizualizacja kierunku działania sił osiowych (F_a) oraz promieniowych (F_r) [116]

2.2. Usterki osprzętu

Niezawodność osprzętu jest warunkiem koniecznym do zapewnienia właściwej pracy transformatora. W tym podrozdziale skupiono się na usterkach głównych akcesoriów transformatora, które mogą uniemożliwić jego pracę lub wpływać na ogólne bezpieczeństwo jego eksploatacji.

Awaryjne izolatorów przepustowych, jak opisano w rozdziale 1.3, są jednym z największych zagrożeń w pracy transformatora. Uszkodzenie pojedynczego przepustu skutkuje wielodniowym lub wielotygodniowym postojem urządzenia, jeżeli właściciel nie posiada odpowiednich części zapasowych. Urządzenia w osłonach porcelanowych są szczególnym zagrożeniem w przypadku wybuchu, gdyż odłamki rozrzucone są dużą siłą na odległość kilkudziesięciu metrów wokół jednostki. Z tego tytułu, odchodzi się powoli od stosowania takich osłon i wdraża inne materiały kompozytowe (guma silikonowa).

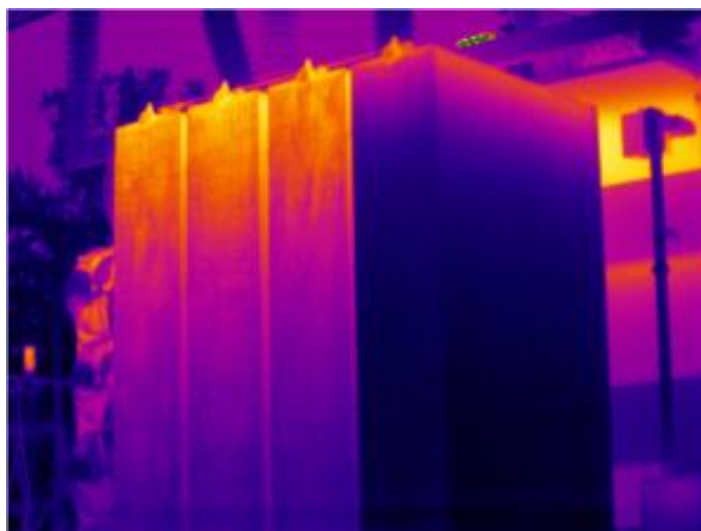
Niestety, uszkodzenia przepustów mogą mieć również skutki katastrofalne. Krajowym przykładem jest awaria transformatora blokowego w Elektrowni Rybnik z 2014 roku [114]. Awaria izolatora przepustowego fazy L2 (umieszczonego na środku kadzi) wystąpiła z powodu zwarcia doziemnego w dolnej części przepustu. Niestety, pomimo bezzwłocznego wyłączenia transformatora przez zabezpieczenie różnicowe doszło do eksplozji wewnątrz kadzi powodujące jej rozerwanie, skutkujące wyrzutem oleju który zapalił się od wysokiej temperatury powodując pożar całego transformatora blokowego (rysunek 2.4). Pomimo okresowej diagnostyki, wykonanej dwa lata przed incydentem, rozwój wypadków był niemożliwy do przewidzenia. Awaria ta poskutkowała systemową reakcją właściciela w postaci wymiany izolatorów przepustowych na innych transformatorach, wdrożeniu systemu monitoringu online do nadzoru stanu technicznego przepustów GN oraz zainstalowaniu systemów pomiarowych gazów rozpuszczonych w oleju.



Rysunek 2.4. Pożar transformatora blokowego w Elektrowni Rybnik [90]

Uszkodzenia podobciążeniowych przełączników zaczepów są szczególnie dokuczliwe w miejscach, gdzie występuje potrzeba częstej regulacji napięcia. Usterki można podzielić ze względu na miejsce występowania na zewnętrzne oraz wewnętrzne. Uszkodzenia zewnętrzne, wynikające z uszkodzenia napędu (silnika, wału lub przegubów) są możliwe do szybkiego usunięcia w przypadku posiadania materiałów zapasowych. Awarie wewnętrzne, takie jak uszkodzenia styków, wymagają wyciągnięcia PPZ z urządzenia, co jest znacznym utrudnieniem w miejscu zasilania. Do awarii wewnętrznych należą również nieszczelności komory, skutkujące mieszaniem się olejów z kadzi i podobciążeniowego przełącznika zaczepów, oraz spadek parametrów dielektrycznych oleju w komorze PPZ. Awarie te często skutkują wyłączeniem jednostki z eksploatacji do czasu przeprowadzenia naprawy.

Niesprawność układu chłodzenia ma bezpośredni wpływ na przepływ mocy przez transformator. Gdy zdolności odprowadzania ciepła są pogorszone, to jednostka notuje wyższe przyrosty temperatury, co efektywnie ogranicza zakres mocy jej pracy. Pogorszenie zdolności chłodzących w kadziach radiatorowych wynika w głównej mierze z niesprawności pojedynczych radiatorów (np. zatkanie lub zamknięcie zaworu uniemożliwiający cyrkulację oleju). Innym czynnikiem jest powstawanie osadów z procesu degradacji izolacji celulozowej (w formie sadzy, siarczków, smoły, asfaltu lub mydła) co powoduje zmniejszenie oddawania ciepła z uzwojeń [91]. Częstym zjawiskiem są również nieszczelności, szczególnie z zaworów spustowych radiatorów. Diagnostyka usterek związanych z układem chłodzenia odbywa się poprzez okresowe inspekcje wizualne oraz obrazowanie termograficzne (rysunek 2.5).



Rysunek 2.5. Widok termograficzny zablokowanego przepływu w radiatorze [54]

2.3. Statystyki awaryjności

Awaryjność transformatorów energetycznych jest zagadnieniem krytycznym zarówno z punktu widzenia pracy sieci elektroenergetycznej, jak i zarządzania stanem

technicznym jednostki. Z inicjatywy CIGRE od wielu lat prowadzone są badania nad przyczynami awarii transformatorów. Jedną z takich grup celowych jest zespół roboczy A2.37, który został przewidziany do agregacji oraz analizy danych historycznych przekazanych przez operatorów sieci biorących udział w badaniu.

Owoce prac zespołu roboczego jest opracowanie [37], stanowiące podsumowanie danych o awaryjności transformatorów mocy w sieciach elektroenergetycznych całego świata. Grupa badawcza została podzielona ze względu na tryb pracy urządzeń na transformatory blokowe (wyprowadzenie mocy z elektrowni) oraz transformatory pracujące w sieciach przesyłowych.

Tabela 2.2. Statystyki awaryjności transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych [37]

Informacje o populacji	Górne napięcie transformatora [kV]						Całość
	< 100	100 – 200	200 – 300	300 – 500	500 – 700	> 700	
Liczba transformatorów	2962	10932	4272	3233	434	348	22181
Suma przepracowanych lat	15267	64718	37017	25305	4774	2991	150072
Liczba poważnych awarii	144	280	186	152	27	10	799
Prawdopodobieństwo awarii	0,94%	0,43%	0,50%	0,60%	0,57%	0,33%	0,53%

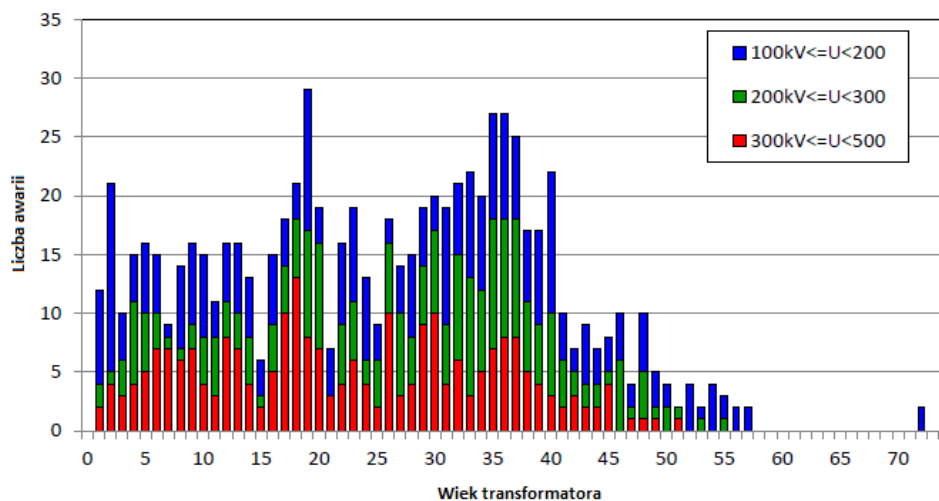
Tabela 2.3. Statystyki awaryjności transformatorów blokowych [37]

Informacje o populacji	Górne napięcie transformatora [kV]						Całość
	< 100	100 – 200	200 – 300	300 – 500	500 – 700	> 700	
Liczba transformatorów	14	320	455	673	167	74	1703
Suma przepracowanych lat	153	3278	4639	6740	1837	740	17387
Liczba poważnych awarii	0	20	43	89	9	4	165
Prawdopodobieństwo awarii	0,00%	0,61%	0,93%	1,32%	0,49%	0,54%	0,95%

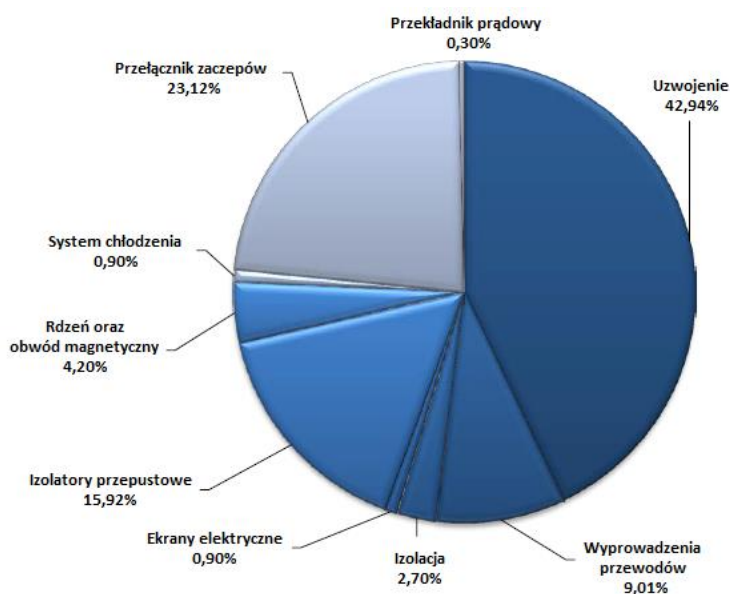
Dane przedstawione w tabelach 2.2 oraz 2.3 wskazują, że uśrednione prawdopodobieństwo poważnej awarii w obu populacjach jest mniejsze niż 1%. Zauważalnie wyższymi wynikami cechują się transformatory blokowe, a szczególnie wysokie ryzyko zauważono dla jednostek o przedziale górnego napięcia między 300 a 500 kV (1,32%).

Raport CIGRE prezentował również rozkład liczby poważnych awarii w zależności od wieku transformatorów dla urządzeń o przedziale górnego napięcia między 100 a 500 kV. W prezentowanych na rysunku 2.6 wynikach trudno doszukać się znaczących trendów, a ze względu na brak informacji o rozkładzie wieku całej grupy

badawczej niemożliwe było obliczenie wskaźnika ryzyka. Jednakże, w broszurze przedstawiono przykłady wyliczenia takiego wskaźnika dla trzech różnych przedsiębiorstw, ale ze względu na małą liczebność danych, wyniki te różnią się między sobą znacznie.



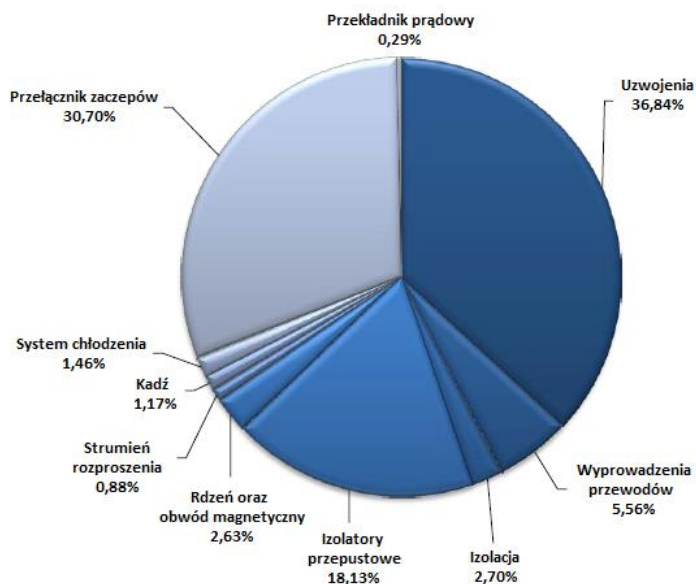
Rysunek 2.6. Liczba awarii względem wieku transformatora na przykładzie 770 awarii transformatorów o górnym napięciu znamionowym w przedziale od 100 do 500 kV [37]



Rysunek 2.7. Analiza przyczyn awaryjności 333 transformatorów wyprodukowanych przed 1980 rokiem o górnym napięciu znamionowym przekraczającym 100 kV [37]

Opracowanie grupy badawczej zawierało również rozkład statystyczny ze względu na miejsce wystąpienia awarii, który wyszczególniono dla obu podgrup – transformatorów blokowych oraz dystrybucyjnych. Dodatkowo dokonano analizy pod

kątem okresu wyprodukowania transformatorów, przyjmując jako granicę rok 1980. Przyczyny awarii urządzeń wyprodukowanych przed 1980 są pokazane na rysunku 2.7, a analogiczne dane dla jednostek wykonanych w późniejszym okresie przedstawiono na rysunku 2.8.



Rysunek 2.8. Analiza przyczyn awaryjności 342 transformatorów wyprodukowanych po 1980 roku o górnym napięciu znamionowym przekraczającym 100 kV [37]

Powyższe dane wskazują, że głównymi przyczynami awarii są uszkodzenia w obszarze uzwojeń, PPZ oraz izolatorów przepustowych. Biorąc pod uwagę okresy produkcji jednostek, wyraźnie widać zmniejszenie udziału awarii powiązanych z konstrukcją oraz wykonaniem transformatora oraz zwiększenie udziału usterek osprzętu dla transformatorów wyprodukowanych po 1980 roku, co wskazuje na poprawę jakości projektów technicznych oraz procesów produkcyjnych w zakładach wytwórczych.

3. Diagnostyka cieczy izolacyjnych

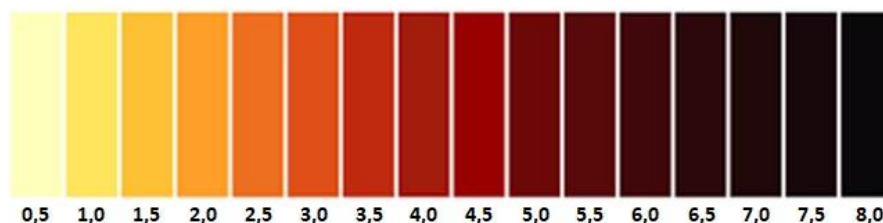
Istnieje analogia między układem olejowym transformatora a układem krwionośnym człowieka, gdyż każde z nich poza spełnianiem swoich podstawowych funkcji niezbędnych dla życia jednostki jest również nośnikiem informacji diagnostycznej o procesach zachodzących w jej wnętrzu. W obu przypadkach okresowo pobiera się stosunkowo niewielką ilość płynu (w odniesieniu do całkowitej zawartości), co jest niepodważalnie jedną z najprzystępniejszych metod oceny stanu zdrowia badanego obiektu. Dla transformatorów mocy, pobranie próbki do badań z kadzi nie wymaga wyłączenia urządzenia z pracy.

W niniejszym rozdziale omówione zostaną główne parametry oraz powiązane z nimi metody diagnostyczne najpopularniejszych cieczy izolacyjnych stosowanych w krajowej energetyce – olejów mineralnych. Kolejne podrozdziały zawierają informacje o parametrach fizykochemicznych, ocenie zawartości gazów rozpuszczonych, diagnostyce związków furanu oraz pozostałych specjalistycznych badaniach oleju transformatorowego.

3.1. Właściwości fizykochemiczne

Parametry fizykochemiczne oleju świadczą o jego właściwościach eksploatacyjnych i elektroizolacyjnych. W ramach badań oceniane są właściwości fizyczne, elektryczne oraz chemiczne cieczy. Ze względu na ich charakter są one również dobrą bazą do śledzenia zmian starzeniowych układu papierowo-olejowego.

Do najbardziej podstawowych badań należą ocena wizualna (wygląd) oraz oznaczenie koloru cieczy. Płyn powinien być klarowny oraz bez zawartości wydzielonej wody i zanieczyszczeń w postaci cząstek stałych. Barwa oleju powinna być jasna, aby część aktywna była widoczna w przypadku otwarcia transformatora. Zmiana barwy w trakcie eksploatacji może świadczyć o oksydacji, starzeniu lub zanieczyszczeniu oleju [68]. Skalę stosowanych odcieni koloru w ocenie barwy oleju przedstawiono na rysunku 3.1.

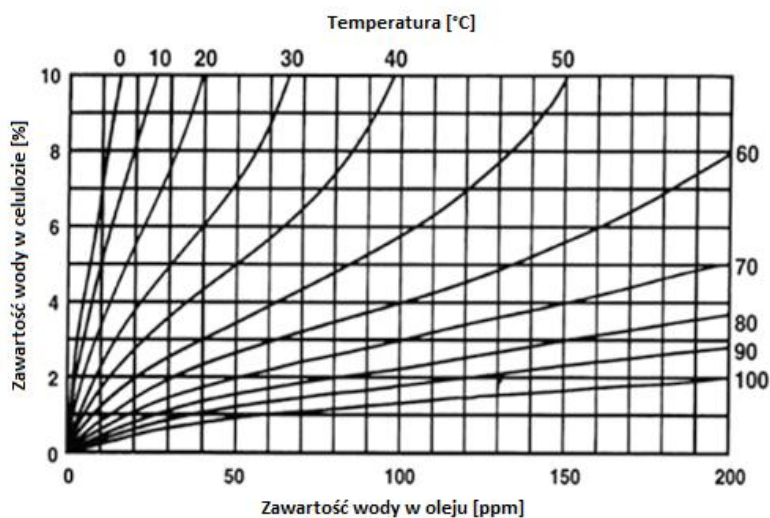


Rysunek 3.1. Skala oceny koloru oleju [9]

Napięcie przebicia jest podstawowym parametrem dielektrycznym oleju. Im niższa jej wartość, tym gorsze są zdolności izolacyjne cieczy. Napięcie przebicia silnie zależy od

obecności zanieczyszczeń w formie stałej, ciekłej oraz gazowej. Pomiar tego parametru dla urządzeń eksploatowanych w krajowej energetyce wykonuje się najczęściej przy użyciu układu elektrod półsferycznych oddalonych od siebie o 2,5 mm w pełni zanurzonych w analizowanej cieczy [60]. Ze względu na słabą powtarzalność próby, wynik przedstawiany jest jako średnia z sześciu pomiarów.

Doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że transformatory akumulują z czasem coraz więcej wilgoci. Obecność wody w transformatorze powoduje szereg negatywnych konsekwencji dla układu izolacyjnego. Najważniejszymi z nich są obniżenie napięcia przebicia cieczy, zwiększone ryzyko efektu bąbelkowania (ang. *bubble effect*, tj. uwalnianie pary wodnej z izolacji papierowo-olejowej) oraz przyspieszenie tempa starzenia izolacji papierowej. Większość wody w transformatorze zgromadzone jest w izolacji stałej, a wraz ze zmieniającą się temperaturą pracy następuje ciągła migracja między celulozą a cieczą izolacyjną. Rozpuszczalność wody w oleju rośnie wraz z temperaturą, dlatego w celach porównawczych określa się przeliczeniowo zawartość wody w temperaturze 20°C. Znając zawilgocenie oleju możliwe jest wyznaczenie szacunkowego zawilgocenia izolacji stałej transformatora na podstawie krzywych Oommana (rysunek 3.2), jednakże istnieje szereg skuteczniejszych metod pomiarowych (szczególnie dla jednostek wyeksploatowanych) opartych na analizie zjawisk polaryzacyjnych oraz wyznaczaniu przewodnictwa stałoprądowego [91].



Rysunek 3.2. Charakterystyka stanu równowagi pomiędzy wartością wody rozpuszczonej w oleju i zawartością wody w izolacji papierowej (krzywe Oommana) [31]

Parametrem chemicznym świadczącym o kondycji oleju jest liczba kwasowa. Badanie polega na określeniu ilości miligramów wodorotlenku potasu (KOH) koniecznych do zobojętnienia cząstek kwaśnych zawartych w 1 gramie oleju. Wysoka liczba kwasowa świadczy o obecności kwaśnych produktów rozkładu chemicznego izolacji papierowo-olejowej, a tempo jej wzrostu wskazuje intensywność tego procesu.

Oleje o dużej kwasowości mogą chemicznie reagować z metalowymi elementami transformatora [119], co wyklucza je z dalszej eksploatacji.

Ze względów bezpieczeństwa dla płynów izolacyjnych wyznacza się temperaturę zapłonu oraz temperaturę palenia. Pierwsza z nich jest najniższą temperaturą cieczy, przy której możliwe jest wydzielenie takiej ilości oparów, aby wytworzyć mieszaninę wybuchową z powietrzem atmosferycznym. Temperatura palenia powoduje uwalnianie gazów w ilości zdolnej podtrzymać płomień przez 5 sekund. Obniżona temperatura zapłonu świadczy o obecności w oleju zanieczyszczeń palnych.

W idealnym układzie izolacyjnym prąd płynący przez dielektryk będzie miał charakter pojemnościowy (wyprzedzał napięcie o 90°). Realnie jednak zawsze występuje prąd upływu, który zmniejsza kąt między napięciem a prądem. Parametr opisujący tę zależność to współczynnik strat dielektrycznych ($\text{tg } \delta$), który jest miarą stratności mocy w materiale izolacyjnym. Niskie wartości współczynnika są bardzo pożądane dla olejów elektroizolacyjnych ze względu na wysokie natężenia pola występujące wewnątrz transformatora. Podwyższona wartość $\text{tg } \delta$ świadczy o zanieczyszczeniu cieczy, obecności cząstek polarnych lub ogólnym stopniu zestarzenia oleju. Parametrem powiązanim ze współczynnikiem strat dielektrycznych jest rezystywność (skrośna), a zależność między nimi jest odwrotnie proporcjonalna.

Napięcie powierzchniowe jest właściwością fizyczną, która jest wyznaczana dla cieczy izolacyjnej względem wody. Im wyższa wartość tego parametru, tym siła oddziaływań między dwoma badanymi ośrodkami jest większa. Właściwość ta jest dobrym wskaźnikiem starzenia płynu izolacyjnego, gdyż jej wartość spada wraz ze wzrostem zawartości cząstek polarnych oraz produktów oksydacji oleju.

Lepkość kinematyczna jest podstawową właściwością świadczącą o charakterystyce przewodnictwa cieplnego oleju. Niska wartość lepkości jest pożądana dla skutecznego chłodzenia transformatora. Oleje o wysokiej jej wartości cechują się dobrymi właściwościami smarnymi. Wraz ze wzrostem temperatury lepkość oleju maleje. Analogicznie, w przypadku aplikacji niskotemperaturowych, należy upewnić się że ciecz izolacyjna będzie spełniać wymagania projektowe dla zapewnienia swobodnego obiegu oleju.

Zanieczyszczenia w postaci cząstek stałych mogą mieć dwa źródła. Pierwszym jest zanieczyszczenie cieczy w wyniku transportu oleju lub kontaminacja w trakcie montażu transformatora. Innym mechanizmem jest powstawanie cząsteczek węgla w wyniku karbonizacji oleju spowodowanej procesami wysokotemperaturowymi zachodzącymi w pracującym transformatorze [121]. Proces odgazowania oleju z użyciem filtra jest skuteczną metodą pozbycia się zanieczyszczeń.

Duże transformatory transportowane są bez zamontowanych akcesoriów (np. radiatorów, konserwatora, izolatorów przepustowych) z pustą kadzią lub tylko częściowo wypełnioną olejem. Proces ostatecznego montażu oraz dopełnienia oleju dokonuje się w miejscu jego zainstalowania. Każdorazowo konieczne jest określenie, czy właściwości cieczy izolacyjnej są wystarczające aby bezpiecznie zasilić transformator. W tym celu najczęściej stosowane są wytyczne międzynarodowe zawarte w [62] lub [68]. Wymagania krajowe [104] w tym zakresie przedstawione są w tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Wymagania Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów dotyczące właściwości fizykochemicznych olejów w transformatorach nowych (po montażu) [104]

Lp.	Rodzaj badania	Transformator			
		Grupa III	Grupa II	Grupa I	
		≤ 3,15 MVA	> 3,15 MVA (niezaliczone do grupy I)	≥ 100 MVA oraz/lub	
				≥ 220 kV	≥ 400 kV
1.	Wygląd	Jasny, klarowny, bez widocznych zanieczyszczeń i wydzielonej wody			
2.	Zawartość wody met. K. Fischera [ppm]	-	≤ 8	≤ 5	≤ 4
3.	Napięcie przebicia [kV]	≥ 55	≥ 60	≥ 60	≥ 60
	Względne odchylenie standardowe [%]	≤ 20	≤ 20	≤ 20	≤ 20
4.	Liczba kwasowa [mgKOH/g]	≤ 0,02	≤ 0,02	≤ 0,01	≤ 0,01
5.	Temperatura zapłonu [°C]	≥ 135	≥ 135	≥ 135	≥ 135
6.	Rezystywność w temperaturze 50 °C [Ωm]	≥ 5 · 10 ¹⁰	≥ 3 · 10 ¹¹	≥ 5 · 10 ¹¹	≥ 8 · 10 ¹¹
7.	Współczynnik strat dielektrycznych w temperaturze 50 °C	-	≤ 0,005	≤ 0,003	≤ 0,002
8.	Napięcie powierzchniowe [mN/m]	-	≥ 35	≥ 35	≥ 35

Wymagania dla olejów w eksploatacji znacznie różnią się od wymagań dla cieczy świeżo po montażu urządzenia. W przypadku takiej analizy konieczna jest wiedza ekspercka diagnosty, doświadczenie eksploatacyjne danego typu płynu izolacyjnego, dostęp do wyników historycznych oraz informacje o sposobie eksploatacji urządzenia. Podobnie jak dla badań pomontażowych, wymagania międzynarodowe zawarte są w odpowiednich rozdziałach norm [62] i [68]. Wytyczne krajowe [104] dla olejów w eksploatacji zawarte są w tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Wymagania Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów dotyczące właściwości olejów w eksploatacji [104]

Lp.	Rodzaj badania	Transformator			
		Grupa III	Grupa II	Grupa I	
		≤ 3,15 MVA	> 3,15 MVA (niezaliczone do grupy I)	≥ 100 MVA oraz/lub	
				≥ 220 kV	≥ 400 kV
1.	Wygląd	Klarowny, bez widocznych zanieczyszczeń i wydzielonej wody			
2.	Zawartość wody met. K. Fischera [ppm]	-	≤ 25*	≤ 15*	≤ 10*
3.	Napięcie przebicia [kV]	≥ 40	≥ 45	≥ 60	≥ 60
	Względne odchylenie standardowe [%]	≤ 20	≤ 20	≤ 20	≤ 20
4.	Liczba kwasowa [mgKOH/g]	-	≤ 0,20	≤ 0,15	≤ 0,10
5.	Temperatura zapłonu [°C]	-	≥ 130	≥ 130	≥ 130
6.	Gęstość w temp. 20 °C	-	-	≤ 0,900	≤ 0,900

Lp.	Rodzaj badania	Transformator			
		Grupa III	Grupa II	Grupa I	
		$\leq 3,15$ MVA	$> 3,15$ MVA (niezaliczone do grupy I)	≥ 100 MVA oraz/lub	
				≥ 220 kV	≥ 400 kV
7.	Lepkość kinematyczna w temp. 20 °C [mm ² /s]	-	-	≤ 30	≤ 30
8.	Rezystywność w temp. 50 °C [Ω m]	$\geq 2 \cdot 10^9$	$\geq 3 \cdot 10^{11}$	$\geq 5 \cdot 10^{11}$	$\geq 8 \cdot 10^{11}$
9.	Wsp. strat dielektrycznych w temp. 50 °C	-	$\leq 0,05$	$\leq 0,03$	$\leq 0,01$
10.	Napięcie powierzchniowe [mN/m]	-	$\geq 21^{**}$	≥ 23	≥ 25
11.	Zanieczyszczenia stałe	-	$\leq 17/16/13^{**}$	$\leq 17/16/13$	$\leq 16/15/12$

* Wartość dla oleju o temperaturze 50 °C w trakcie pobierania.

** Pomiar zalecany.

3.2. Chromatografia gazowa

Powszechnie stosowaną techniką diagnostyczną, pozwalającą oceniać stan transformatora w początkowych stadiach rozwoju defektów jest chromatografia gazowa (DGA, ang. *dissolved gas analysis*). Występowanie uszkodzeń wewnętrznych o charakterze elektrycznym lub termicznym skutkuje rozpadem materiałów izolacyjnych oraz szeregiem reakcji chemicznych powodujących pojawienie się gazów rozpuszczonych w oleju. Ciecz izolacyjna jest w tym wypadku nośnikiem informacji o procesach zachodzących wewnątrz transformatora, gdyż ma ona styczność ze wszystkimi jego elementami.

Podstawowymi gazami analizowanymi w metodzie DGA, które powstają w wyniku rozpadu izolacji ciekłej są wodór (H₂), metan (CH₄), etan (C₂H₆), etylen (C₂H₄) oraz acetylen (C₂H₂). Innymi węglowodorami lekkimi, używanymi w analizie są propan (C₃H₈) oraz propylen (C₃H₆). Dekompozycja izolacji stałej objawia się zmianą stężeń tlenu węgla (CO) oraz dwutlenku węgla (CO₂). Dodatkowo, oznaczane są poziomy tlenu (O₂) oraz azotu (N₂) w celach analitycznych takich jak określenie stopnia hermetyzacji jednostki, skali konsumpcji tlenu związanej z oksydacją płynu izolacyjnego lub oceny całkowitej ilości gazów rozpuszczonych (wysoka zawartość wpływa na obniżenie temperatury inicjacji efektu bąbelkowania [94]).

Ze względu na bardzo duży rozrzut wyników, określenie wartości akceptowalnych jest trudnym zadaniem. W praktyce określa się poziomy „typowe”, które najczęściej przyjmowane są jako wartości statystyczne 90 procenta populacji. W ten sposób, powyżej wartości znajduje się jedynie 10% urządzeń, które cechują się zwiększoną awaryjnością. Wytyczne krajowe [104] oraz międzynarodowe [63] dotyczące stężeń typowych gazów rozpuszczonych w oleju zostały przedstawione w tabeli 3.3.

Tabela 3.3. Typowe wartości stężeń gazów rozpuszczonych w oleju według IEC [63] oraz RIET [104]

Gaz charakterystyczny	Typowe stężenia obserwowane [ppm]		
	IEC 60599 wszystkie transformatory	RIET Transformatory blokowe	RIET Transformatory sieciowe
H ₂	50 - 150	220	300
CH ₄	30 - 130	200	180
C ₂ H ₆	20 - 90	160	170
C ₂ H ₄	60 - 280	210	220
C ₂ H ₂	2 - 20 (bez PPZ) 60 - 280 (z PPZ)	20	70
CO	400 - 600	450	480
CO ₂	3800 - 14000	7000	5000

Oddzielnym kryterium analizy jest wariacja stężeń gazów między kolejnymi badaniami. Wysokie przyrosty świadczą o aktywności oraz intensywności defektu wewnątrz transformatora. Stąd, podobnie jak dla wartości typowych określa się 90-procentowe przyrosty stężeń w celu oceny skali problemu. Wytyczne IEC w tym zakresie przedstawiono w tabeli 3.4.

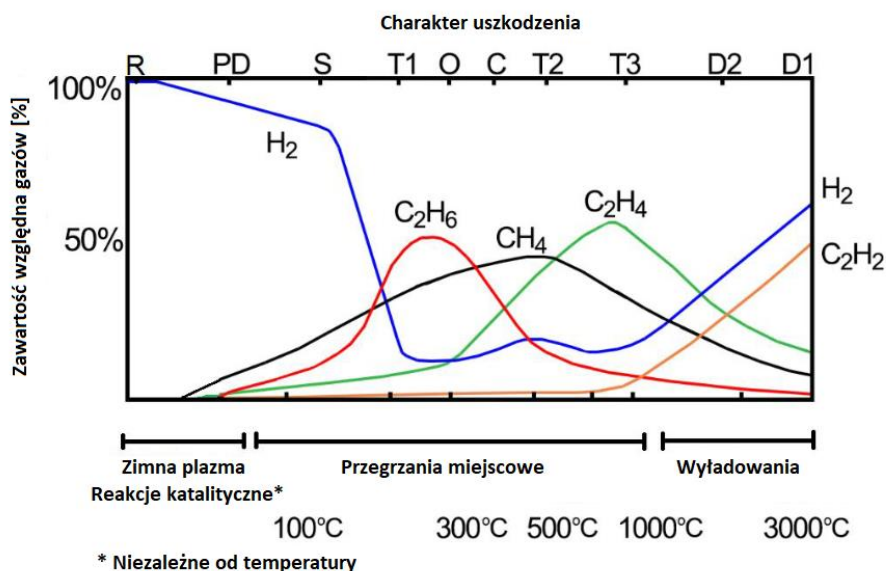
Tabela 3.4. Przyrosty typowe roczne stężeń gazów według IEC [63]

Gaz charakterystyczny	Typowe przyrosty obserwowane [ppm/rok]
H ₂	35 - 132
CH ₄	10 - 120
C ₂ H ₆	5 - 90
C ₂ H ₄	32 - 146
C ₂ H ₂	0 - 4 (bez PPZ) 21 - 37 (z PPZ)
CO	260 - 1060
CO ₂	1700 - 10000

Defekty układu izolacyjnego mają różne źródła pochodzenia. Na rysunku 3.3 przedstawiono w sposób uproszczony zawartość względną gazów dla różnych temperatur defektów. Metoda DGA pozwala wyróżnić, przy użyciu rozkładów ilościowych lub stosunkowych badanych gazów, następujące przyczyny obecności gazów w oleju:

- Wyładowania niezupełne (oznaczane jako PD) – występujące w układzie izolacyjnym transformatora. Obecność i aktywność wyładowań niezupełnych prowadzi do stopniowego pogorszenia się stanu izolacji, zagrażając przerodzeniem się w wyładowanie zupełne.
- Wyładowania elektryczne (oznaczane jako D1 lub D2) – narażenia dzielące się na niskoenergetyczne (iskrzenia lub przeskoki) oraz wysokoenergetyczne (wyładowania ślizgowe, łukowe oraz prądy zwarciovowe). Charakter rozwoju tego typu uszkodzeń jest zazwyczaj gwałtowny, więc już w początkowej fazie występowania defektu konieczna jest ocena intensywności oraz miejsca występowania (np. metodą emisji akustycznej).

- Przegrzania miejscowe (oznaczone jako T1, T2, T3, O lub C) – wywołane są nadmiernym obciążeniem transformatora, zwiększeniem rezystancji w obwodach pierwotnych lub uszkodzeniami skutkującymi przepływem prądu w miejscach niepożądanych. Procesy te w odróżnieniu od mechanizmów elektrycznych rozwijają się w powolnym tempie, niemniej intensywne przyrosty gazów wymagają podjęcia działań diagnostycznych.
- Gazy pasożytnicze (ang. *stray gassing*, oznaczone jako S) – jest to zjawisko emisji gazów niezwiązane z uszkodzeniem transformatora, występujące w niskiej temperaturze (90-200°C) oraz o indywidualnym charakterze emisji zależnym od rodzaju cieczy. Zjawisko to nie jest traktowane jako zagrożenie bezawaryjnej pracy dla transformatora, ale jest problematyczne z punktu widzenia diagnostycznego, gdyż wymaga upewnienia się, że gazy nie są generowane z powodu wyładowań niezupełnych.

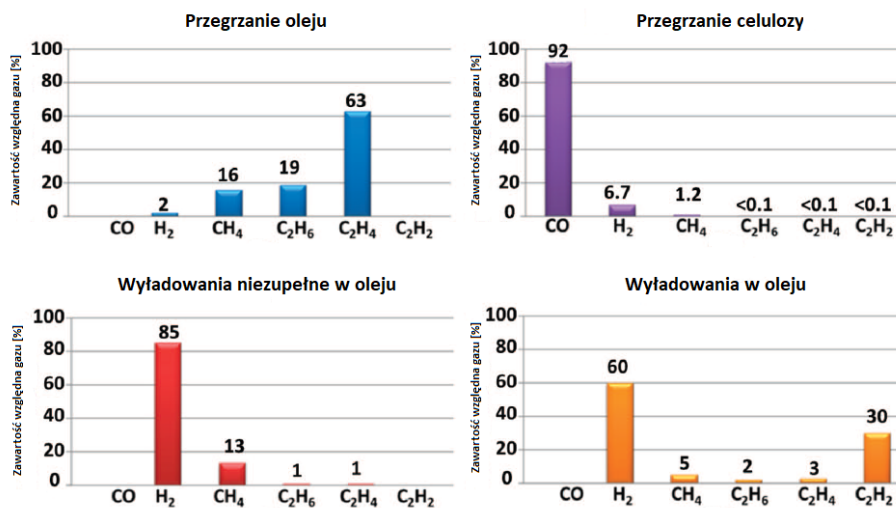


Rysunek 3.3. Rozkład stosunkowy pięciu kluczowych gazów w analizie DGA w zależności od temperatury defektu [15]

Ocena jakościowa koncentracji gazów rozpuszczonych uzyskanych w próbce oleju transformatorowego jest zadaniem złożonym, gdyż każda z dostępnych metod ma swoje ograniczenia. Od lat 70-tych ubiegłego wieku opracowywane są coraz nowsze procedury analityczne, które początkowo opierały się głównie na ocenie ilorazów stężeń wybranych gazów, a obecnie spopularyzowane zostały metody prezentacji graficznej. Poniżej omówione zostaną najważniejsze wybrane metody stosowane aktualnie oraz historycznie.

Metoda gazów kluczowych (KGM, ang. *Key Gas Method*) wyróżnia cztery rodzaje defektów – przegrzanie oleju, przegrzanie celulozy, wyładowania niezupełne w oleju oraz wyładowania elektryczne w oleju. Każdy z powyższych błędów ma przypisany gaz lub parę gazów kluczowych, a proces diagnostyczny polega na ocenie procentowej

zawartości sześciu najważniejszych gazów palnych (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 i CO), który przedstawiono na rysunku 3.4. Procedura ta jest uproszczona, jednak wiąże się z dużą niedokładnością (50% błędnych diagnoz przy automatycznej ocenie i 30% przy ręcznej analizie przez doświadczonego diagnostę [67]).



Rysunek 3.4. Typowe rozkłady procentowe dla czterech typów defektów w metodzie gazów kluczowych [1]

Metoda Rogersa opiera się na analizie ilorazów trzech związków, którymi są C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 oraz C_2H_4/C_2H_6 . Na ich podstawie diagnozowane jest 5 typów uszkodzeń o charakterze elektrycznym oraz termicznym (tabela 3.5). Podobnie do KGM, dokładność metody Rogersa jest dyskusyjna, gdyż statystycznie około 35% wyników rzeczywistych z analizy DGA nie znajduje odzwierciedlenia w macyry diagnostycznej.

Tabela 3.5. Kryteria diagnostyczne metody Rogersa [67]

Typ uszkodzenia	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Stan normalny	< 0,1	> 0,1 do < 1	< 1
Wyładowania niezupełne	< 0,1	< 0,1	< 1
Wyładowania elektryczne	0,1 do 3	> 0,1 do < 1	> 3
Przegrzanie niskotemperaturowe	< 0,1	> 0,1 do < 1	> 0,1 do < 3
Przegrzanie miejscowe $T < 700^\circ C$	< 0,1	> 1	> 0,1 do < 3
Przegrzanie miejscowe $T > 700^\circ C$	< 0,1	> 1	> 3

Metoda IEC [63] wykorzystuje te same ilorazy co metoda Rogersa, ale odróżnia się macyry diagnostyczną. Zaproponowane 6 defektów charakterystycznych (tabela 3.6) jest wykorzystywane powszechnie w innych, wdrożonych w późniejszym okresie metodach. Podobnie do metody Rogersa, procedura ta nie daje odpowiedzi diagnostycznej dla znaczącego odsetka badanych obiektów.

Tabela 3.6. Kryteria diagnostyczne metody IEC [63]

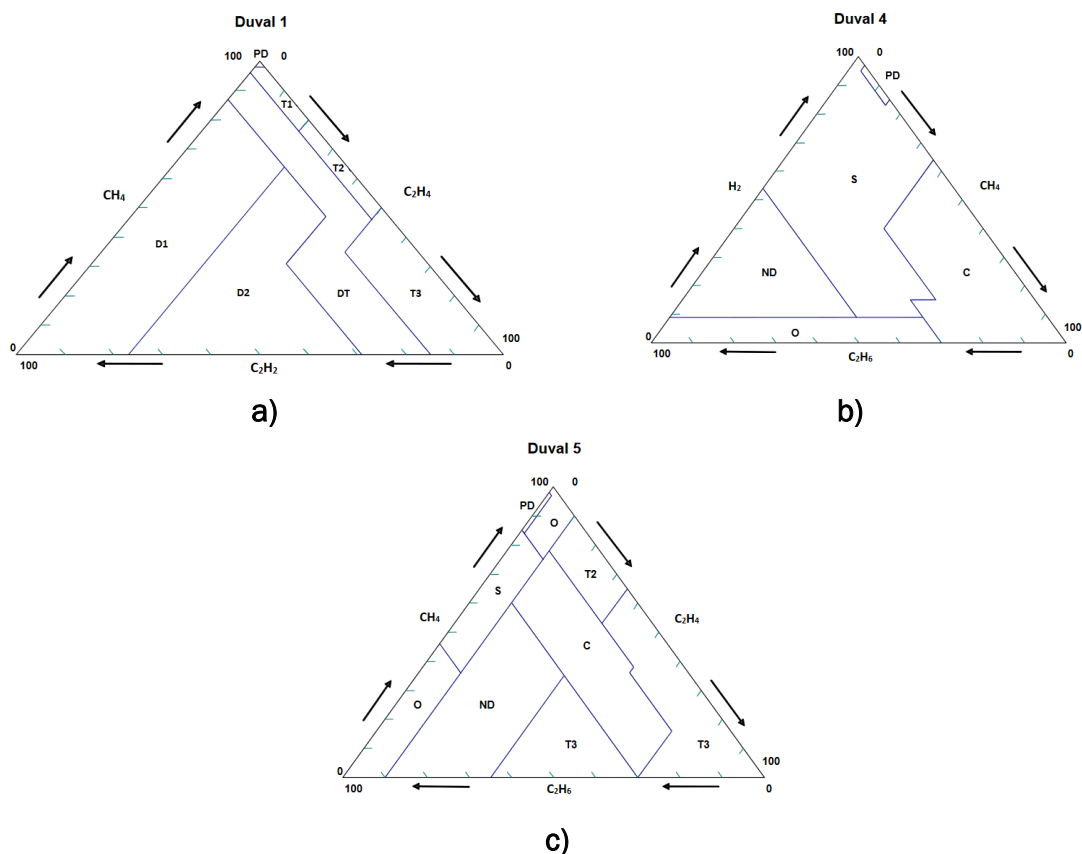
Kod błędu	Typ uszkodzenia	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
PD	Wyładowanie niepełne	b/z*	< 0,1	< 0,2
D1	Wyładowania o niskiej energii	> 1	0,1 – 0,5	> 1
D2	Wyładowania o wysokiej energii	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
T1	Przegrzanie miejscowe T < 300 °C	b/z*	> 1 lub b/z*	< 1
T2	Przegrzanie miejscowe 300 °C < T < 700 °C	< 0,1	> 1	1 – 4
T3	Przegrzanie miejscowe T > 700 °C	< 0,2	> 1	> 4

*b/z – bez znaczenia bez względu na wartość.

Procedura analizy stosunku trzech gazów w sposób obrazowy (trójkątny) została zaproponowana przez Michela Duvala w latach 70-tych ubiegłego wieku. Stosunek procentowy analizowanych związków pozwala wyznaczyć punkt wewnątrz trójkąta diagnostycznego, który odpowiada przypisanemu typowi defektu. Metoda ta w następnych latach została rozwinięta do postaci 7 trójkątów [47], z czego 3 dotyczą transformatorów napełnionych olejem mineralnym (1 – ogólnego zastosowania, 4 – dla defektów termicznych niskotemperaturowych, 5 – dla defektów termicznych wysokotemperaturowych). Trójkąty Duvala przyjęły się do powszechnego stosowania ze względu na wysoką skuteczność diagnostyczną, ale ich wadą jest brak identyfikacji stanu normalnego. Obszary diagnostyczne trójkątów 1, 4 oraz 5 zostały przedstawione na rysunku 3.5, a odpowiadające im kody diagnostyczne opisane w tabeli 3.7.

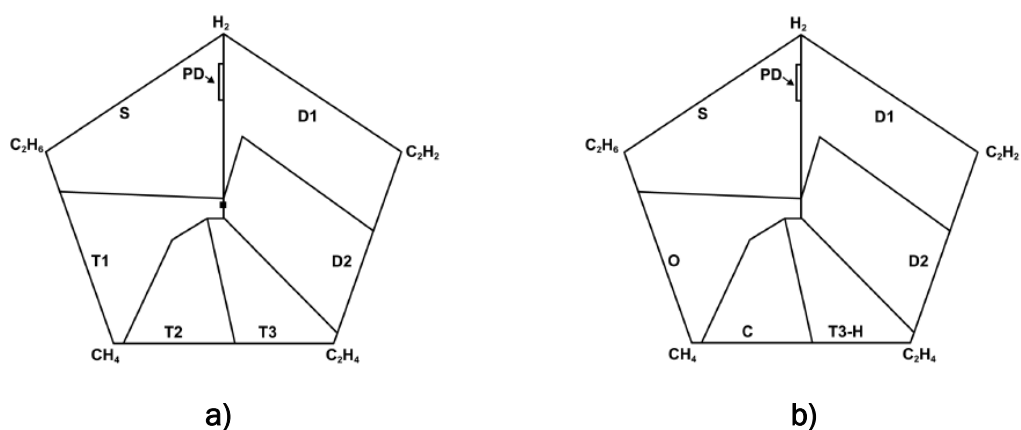
Tabela 3.7. Kody diagnostyczne używane w metodzie Trójkątów Duvala [15]

Kod błędu	Typ uszkodzenia
PD	Wyładowania niepełne
D1	Wyładowania o niskiej energii
D2	Wyładowania o wysokiej energii
T1	Przegrzanie miejscowe T < 300 °C
T2	Przegrzanie miejscowe 300 °C < T < 700 °C
T3	Przegrzanie miejscowe T > 700 °C
DT	Błędy mieszane (wyładowania oraz przegrzania miejscowe)
S	Emisja gazów pasożytniczych
O	Przegrzanie miejscowe T < 250 °C
C	Występowanie punktów gorących o temperaturze T > 300 °C ze zwęgleniem izolacji papierowej
ND	Brak możliwości określenia typu błędu – konieczne zastosowanie trójkąta 1



Rysunek 3.5. Trójkąty diagnostyczne zaproponowane przez Duvala [15]: **a)** trójkąt 1 (ogólnego zastosowania); **b)** trójkąt 4 (defekty niskotemperaturowe); **c)** trójkąt 5 (defekty wysokotemperaturowe)

Pięciokąty Duvala [45] zostały zaproponowane w 2014 roku jako ewolucja metody trójkątów dla transformatorów wypełnionych olejem mineralnych. Pięciokąt jest wyznaczany przez wodór oraz 4 główne węglowodory, a obszar diagnostyczny trójkątów 1, 4 oraz 5 jest wpisany w figurę. Na prostych między każdym z wierzchołków a środkiem pięciokątu wyznacza się punkt odpowiadający procentowej zawartości każdego z analizowanych gazów, po czym z punktów tych wyznacza się figurę, której środek geometryczny zawsze zawiera się w pięciokącie ograniczonym do 40% stosunkowej zawartości gazu z wyznaczonymi w nim obszarami diagnostycznymi. Zgodnie z zamysłem autora, pięciokąt 1 zawiera kryteria klasycznej oceny, a pięciokąt 2 jest unowocześniony do obecnie stosowanych kryteriów diagnostycznych. W 2017 roku metoda została rozszerzona o pięciokąt 3 dla alternatywnych cieczy izolacyjnych [46]. Obszary diagnostyczne pięciokątów 1 oraz 2 zostały przedstawione na rysunku 3.6, a odpowiadające im kody diagnostyczne opisane w tabeli 3.8.



Rysunek 3.6. Pięciokąty diagnostyczne zaproponowane przez Duvala [67]: **a)** pięciokąt 1 (klasyczna ocena); **b)** pięciokąt 2 (unowocześnione kryteria oceny)

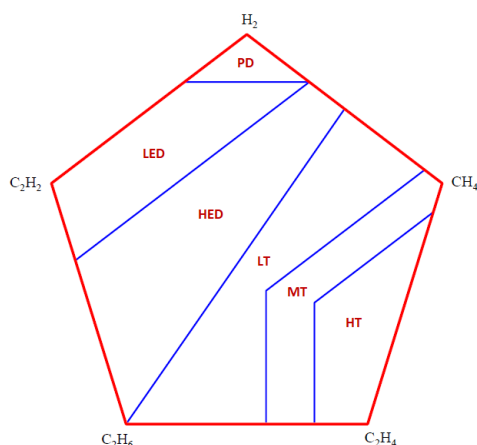
Tabela 3.8. Kody diagnostyczne używane w metodzie Pięciokątów Duvala [15]

Kod błędu	Typ uszkodzenia
PD	Wyładowania niezupełne
D1	Wyładowania o niskiej energii
D2	Wyładowania o wysokiej energii
T1 lub O	T1: Przegrzanie miejscowe $T < 300^{\circ}\text{C}$ O: Przegrzanie miejscowe $T < 250^{\circ}\text{C}$
T2 lub C	T2: Przegrzanie miejscowe $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$ C: Występowanie punktów gorących o temperaturze $T > 300^{\circ}\text{C}$ ze zwęgleniem izolacji papierowej
T3 lub T3-H	T3: Przegrzanie miejscowe $T > 700^{\circ}\text{C}$ T3-H: Przegrzania miejscowe wysokotemperaturowe w oleju
S	Emisja gazów pasożytniczych

Inna metoda obrazowania w formie pięciokąta została zaproponowana przez Mansoura [39] i korzysta z tych samych gazów co poprzednio omówiona procedura. W odróżnieniu do pięciokąta Duvala, wyznaczenie punktu na figurze jest uproszczone, gdyż wyznaczony środek ciężkości nie wymaga użycia zmniejszonej macierzy diagnostycznej. W publikacji [97] analizującej najpopularniejsze metody oceny wyników chromatografii gazowej pięciokąt Mansoura wykazał się najwyższą skutecznością, co wskazuje na duży potencjał metody do zastosowania jej w powszechnej diagnostyce cieczy izolacyjnej. Obszary oraz kody diagnostyczne dla pięciokąta Mansoura przedstawiono na rysunku 3.7 oraz w tabeli 3.9.

Tabela 3.9. Kody diagnostyczne używane w metodzie Pięciokątów Mansoura [39]

Kod błędu	Typ uszkodzenia
PD	Wyładowania niezupełne
LED	Wyładowania o niskiej energii
HED	Wyładowania o wysokiej energii
LT	Przegrzanie miejscowe $T < 300^{\circ}\text{C}$
MT	Przegrzanie miejscowe $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$
HT	Przegrzanie miejscowe $T > 700^{\circ}\text{C}$



Rysunek 3.7. Pięciokąt diagnostyczny zaproponowany przez Mansoura [39]

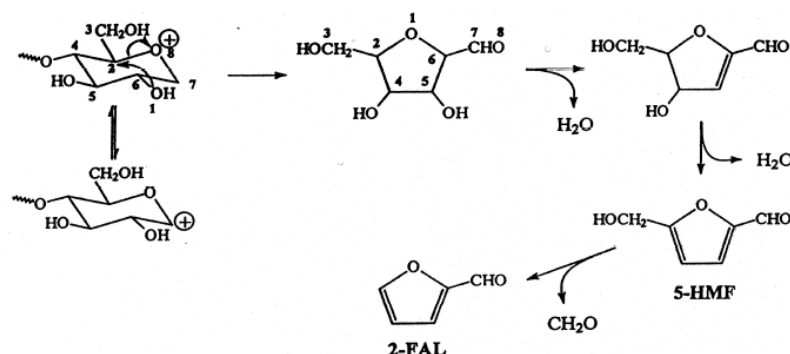
3.3. Diagnostyka związków furanu

Analiza zawartości związków furanu w oleju jest wykonywana w celu oceny stopnia zesterzenia izolacji celulozowej w transformatorze. Ta metoda diagnostyczna została zaproponowana w połowie lat 80-tych jako metoda pośrednia, ze względu na brak możliwości pobrania próbki izolacji stałej z pracującego transformatora. Najpopularniejszą metodą oznaczania związków furanu jest HPLC (ang. *High Performance Liquid Chromatography*) oparta na [65], w której separacja związków furanu wykonywana jest metodami ekstrakcji typu ciecz-ciecz lub ciało stałe-ciecz. Alternatywnie stosowaną metodą diagnostyczną jest [12].

Tabela 3.10. Główne związki furanów oraz prawdopodobne przyczyny ich powstawania [35]

Związek furanu	Oznaczenie	Przyczyna występowania
5-hydroxy-metylo-2-furfural	5-HMF	Utlenianie
Alkohol 2-furfurylowy	2-FOL	Wysokie zawilgocenie
2-furfural	2-FAL	Przegrzania miejscowe lub procesy starzeniowe
2-acetylofuran	2-ACF	Rzadkie występowanie, niezidentyfikowane przyczyny
5-metylo-2-furfural	5-MEF	Lokalne przeegrzania wysokotemperaturowe

Grupa podstawowych pięciu związków furanu wykrywanych w oleju wraz z przyczyną ich występowania przedstawiona jest w tabeli 3.10. Głównymi przyczynami rozpadu izolacji celulozowej są procesy pirolizy lub hydrolizy. Substancją wykrywaną w najwyższych stężeniach jest 2-furfural (2-FAL) i to jej przypisuje się największe znaczenie diagnostyczne ze względu na powiązanie z procesem rozpadu termicznego izolacji celulozowej (rysunek 3.8). Dodatkowo analizuje się stężenia fenoli oraz krezoli, gdyż ich obecność w cieczy izolacyjnej świadczy o przegrzaniach elementów stałych zawierających żywicę fenolową.



Rysunek 3.8. Przebieg rozpadu termicznego celulozy [35]

Możliwe jest powiązanie stopnia polimeryzacji izolacji celulozowej transformatora ze stężeniem 2-FAL w oleju (tabela 3.11). W tym celu powstało wiele funkcji aproksymacyjnych, ale ciągle prowadzone są badania nad wypracowaniem najskuteczniejszego równania [56]. W związku z tym, popularną praktyką jest podawanie przedziału spodziewanego stopnia polimeryzacji wyznaczonego na podstawie stężenia 2-furfuralu. Doświadczenia krajowe związane z diagnostyką oraz opisem statystycznym występowania 2-FAL zawarte są w [98].

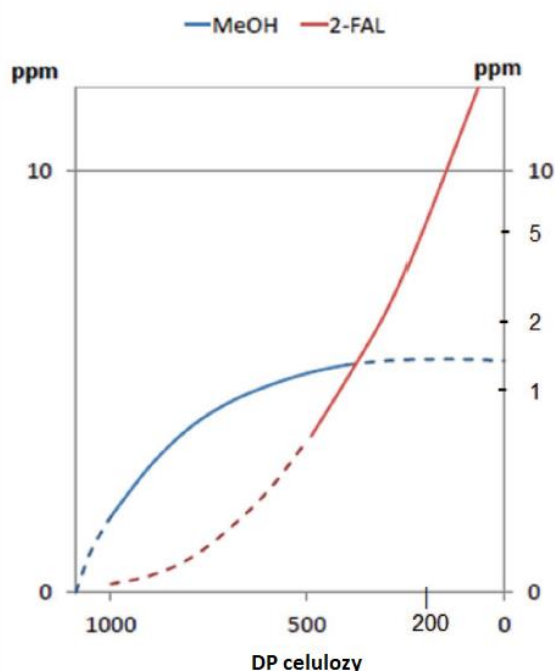
Tabela 3.11. Spodziewany stopień polimeryzacji celulozy w zależności od stężenia 2-FAL w oleju [4]

Zawartość 2-FAL [ppm]	Spodziewane DP izolacji stałej
0 - 0,1	1200 - 700
0,1 - 1	700 - 450
1 - 10	450 - 250
> 10	< 250

Analiza 2-furfuralu wiąże się jednak z pewnymi niuansami. Jak wynika ze światowego opracowania [35], przy zastosowaniu jako izolacji stałej papieru wzmocnionego termicznie (TUK, ang. *Thermally Upgraded Kraft*) obserwuje się znacznie niższe stężenia 2-FAL ze względu na zmniejszoną degradację termiczną tego typu izolacji. Ponadto, zabiegi ulepszające właściwości oleju (regeneracja, wirowanie) powodują znaczne zmniejszenie poziomu związków furanu, co nie pozwala wiarygodnie szacować DP celulozy. Odbudowanie poziomów 2-FAL może zająć sporo czasu lub może

w ogóle nie nastąpić, jeżeli proces degradacji celulozy nie postępuje. W związku z tym, osoba dokonująca oceny badania musi mieć wiedzę zarówno o konstrukcji jednostki, jak i o historii jej pracy.

Istotną wadą wiążącą się z oceną stopnia polimeryzacji celulozy przy użyciu stężenia 2-FAL jest fakt, że w początkowej fazie degradacji termicznej izolacji stałej poziomy 2-furfuralu są bardzo niskie, a dla wielu laboratoriów wręcz niewykrywalne. W związku z tym, w ostatnich latach coraz częściej zwraca się uwagę na oznaczanie stężenia metanolu, którego wartości rosną wyraźnie wraz ze spadkiem DP z 1200 do 400 [44]. Przedstawione na rysunku 3.9 obszary diagnostyczne dla metanolu oraz 2-furfuralu wskazują na komplementarność obu metod w ocenie stopnia polimeryzacji celulozy.



Rysunek 3.9. Zależność stężeń metanolu i 2-FAL od stopnia polimeryzacji celulozy [44]: linia ciągła – zakres optymalnego zastosowania, linia przerywana – zakres nieczułości

3.4. Inne badania oleju

Stabilność oksydacyjna jest parametrem świadczącym o odporności starzeniowej oleju wywołanej procesem utleniania. Szybkość tego zjawiska zależy od dwóch czynników – dostępu tlenu oraz temperatury cieczy. Istnieje szereg metod badawczych [10, 64], w których ciecz poddawana jest wielogodzinnej procedurze w podwyższonej temperaturze oraz wymuszonym przepływie tlenu w układzie z miedzianym katalizatorem, po której sprawdzana jest zawartość kwaśnych cząsteczek oraz osadów. Badania stabilności utleniania wykonuje się zarówno dla olejów inhibitowanych, jak i nieinhibitowanych.

Ze względu na szkodliwe właściwości polichlorowanych bifenyli na środowisko zostały one zakazane do stosowania w nowych wyrobach w połowie lat 80-tych ubiegłego wieku. Dyrektywa UE [48] nakładała obowiązek inwentaryzacji transformatorów z zawartością PCB oraz dekontaminacji oleju najpóźniej do 2010 roku. W eksploatacji dalej pozostają jednak urządzenia zawierające śladowe ilości tej substancji. Za ciecz zanieczyszczoną PCB uważa się płyn o zawartości powyżej 50 mg/kg, a niezwłoczne działania (dekontaminacja) należy podjąć po przekroczeniu progu 500 mg/kg. Skuteczną metodą usuwania tych związków jest dehalogenacja, która polega na użyciu sodu do ich destrukcji, a następnie regeneracji oleju w celu uzyskania odpowiednich właściwości elektroizolacyjnych.

W pierwszej dekadzie obecnego wieku wiele awarii dużych transformatorów zostało powiązane z zawartością siarki korozyjnej w oleju. Zdarzenia te łączyła przyczyna, którą były zwarcia międzywojowe wywołane osadzaniem się dwusiarczku miedzi (Cu_2S) na częściach przewodzących oraz izolacji papierowej uzwojeń transformatorów (rysunek 3.10). Początkowo zjawisko to przypisano obecności disiarczku dibenzylu (DBDS) w olejach, ale późniejsze badania w tym temacie wskazały występowanie podobnych problemów nawet w olejach bez zawartości DBDS [87]. Innymi związkami siarki wykazującymi właściwości korozyjne są merkaptany, siarczki, disiarczki oraz tiofeny [50].



Rysunek 3.10. Przykładowe osady siarczku miedzi na uszkodzonych transformatorach [32]

Historycznie korozyjność oleju określana była dwoma metodami: poprzez zanurzenie miedzianego [8] lub srebrnego [40] paska w gorącym oleju na kilkanaście godzin. Powyższe metody miały jednak swoje ograniczenia (niedostosowanie do obecnie stosowanych konstrukcji transformatorów), co zaowocowało pracami nad metodą określającą nie tylko korozję materiału przewodzącego, ale również warstwy izolacyjnej na jego wierzchu [66]. Skutkiem korozyjności można zapobiec, o ile nie doszło do powstania osadów, poprzez pasywację oleju substancją aktywną chemicznie, wymianę oleju na niekorozyjny lub regenerację oleju [92].

Wraz z upływem czasu powszechnie obserwowanym zjawiskiem jest ubytek inhibitora. Jeżeli jego zawartość osiągnie przedział od 0,05 do 0,15% zalecane jest jego

uzupełnienie [121]. Efektywność tej operacji jest warunkowana stanem oleju – jeżeli jego parametry są w normie to oczekiwana skuteczność jest wysoka, a w przypadku pogorszonych wartości uzyskiwany efekt jest głównie krótkotrwały.

Olej w transformatorze należy uzupełniać tym samym typem inhibitora, który był używany pierwotnie. Czyste DBPC oraz DBP mają formę białego, krystalicznego proszku, który należy wstępnie rozpuścić w oleju przed aplikacją do wnętrza transformatora. Inhibitor zaleca się uzupełniać do poziomu 0,3-0,4% [119], a jego poziom należy zweryfikować bezpośrednio po napełnieniu oraz po krótkim okresie eksploatacji [121].

W eksploatacji transformatorów zachodzi również potrzeba uzupełnienia ubytków oleju, co wiąże się z mieszaniem dwóch różnych cieczy. Powszechnie uważa się, że oleje spełniające wymagania norm [11] lub [61], które są tego samego typu są ze sobą kompatybilne. Jednakże, mieszanie w dużej ilości oleju świeżego z olejem eksploatowanym niesie za sobą ryzyko wytrącenia osadów [119]. Aby potwierdzić bezpieczeństwo tego procesu wykonuje się test kompatybilności olejów, w celu określenia czy mieszanina cechuje się wyższymi parametrami niż ciecz o gorszych właściwościach.

4. Zarządzanie populacją transformatorów

Na tematykę zarządzania populacją transformatorów składają się aspekty techniczne, ekonomiczne oraz środowiskowe. Personel zajmujący się tym zadaniem często nie ma bezpośredniej styczności z urządzeniami oraz nie posiada wystarczającej wiedzy o ich budowie i eksploatacji, a mimo to musi zajmować się organizacją prac okresowych oraz diagnostycznych. Jeżeli zarządzana populacja liczy setki lub tysiące jednostek, zadanie to staje się trudnym wyzwaniem.

W niniejszym rozdziale omówione zostaną dwa zagadnienia, którymi są problematyka zarządzania populacją transformatorów oraz zdobywająca w ostatnich latach popularność metoda indeksów zdrowia.

4.1. Problematyka oraz wyzwania

Proces zarządzania grupą transformatorów można podzielić na sumę pojedynczych podprocesów ograniczających się do każdego indywidualnego urządzenia. Pierwszym etapem powinno być określenie aktualnego stanu technicznego jednostki, które jest punktem wyjścia do dalszych czynności podejmowanych przez personel zarządzający eksploatacją urządzenia. Zakres sprawdzenia jest warunkowany krytycznością transformatora, dostępnością danych historycznych, zaleceniami z poprzednich badań lub oględzin oraz bieżącymi uwagami przekazywanymi przez obsługę stacji elektroenergetycznej. Dla transformatorów olejowych wyróżnia się cztery typy aktywności – inspekcje wizualne, badania cieczy izolacyjnych, sprawdzenia zabezpieczeń oraz pomiary diagnostyczne.

Ogólne inspekcje wizualne przeprowadzane są w trakcie okresowych obchodów stacji i mają na celu sprawdzenie podstawowych rzeczy, takich jak ogólny wygląd, parametry pracy (napięcie, prąd oraz wszelkie wskaźniki na transformatorze), dźwięk emitowany przez transformator (pod kątem nieregularności) oraz obecność wycieków cieczy. Podstawowy przegląd nie wymaga wyłączenia transformatora, ale oględziny szczegółowe muszą być wykonane na wyłączonej jednostce dla zapewnienia bezpieczeństwa personelu.

Badania cieczy izolacyjnych, poza określeniem ich stanu, są źródłem informacji o procesach zachodzących w transformatorze. Najczęściej stosowanymi procedurami są badania właściwości fizykochemicznych oraz analiza gazów rozpuszczonych. Efekty diagnostyczne tych metod są znaczące, gdyż pozwalają one wykryć stany przedawaryjne oraz wskazują konieczność przeprowadzenia szerszej diagnostyki bardziej zaawansowanymi metodami. Dla większości transformatorów możliwy jest pobór oleju do celów analitycznych w trakcie jego pracy (jeżeli bezpieczne odstępy izolacyjne dla dostępu personelu są zachowane), jak przedstawiono na rysunku 4.1. Inna sytuacja jest w przypadku poboru z PPZ, gdyż zawór spustowy umieszczony jest zazwyczaj na pokrywie kadzi, co uniemożliwia przeprowadzenie badania bez wyłączenia transformatora.

Niektóre transformatory wyposażone są w systemy diagnostyczne on-line, jednak w krajowej energetyce jest to rzadka praktyka ograniczona głównie do urządzeń o najwyższej krytyczności.



Rysunek 4.1. Pobór oleju z transformatora w celach diagnostycznych (metoda DGA); Materiał wykorzystany za zgodą firmy Energo-Complex

Transformatory wyposażone są w szereg osprzętu pomiarowego spełniającego dodatkowo funkcje zabezpieczeniowe, które szerzej zostały opisane w rozdziale 1.3. Poza sygnalizacją alarmową urządzenia te posiadają styki wykonawcze wyłączające w przypadku przekroczenia nastaw. Ze względu na tę funkcjonalność, osprzęt badany jest w trakcie przeglądów okresowych gdy transformator jest wyłączony. Sprawdzenia te są kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń.

Ostatnią, a zarazem najszerszą grupą sprawdzeń są pomiary diagnostyczne. Większość z nich przeprowadzana jest na wyłączonym transformatorze ze względu na bezpośredni lub pośredni pomiar wielkości elektrycznych części aktywnej lub układu izolacyjnego. Możliwe jest wyszczególnienie kilku charakterystycznych podgrup:

- Pomiar wielkości elektrycznych (przekładnia, rezystancja uzwojeń).
- Określenie właściwości izolacji (rezystancja izolacji, współczynnik strat dielektrycznych uzwojeń, szacowanie zawilgocenia izolacji stałej, pomiar wyładowań niezupełnych).
- Ocena stanu mechanicznego rdzenia i uzwojeń (metoda odpowiedzi częstotliwościowej – FRA, pomiary wibroakustyczne, wyznaczanie reaktancji rozproszenia rdzenia).
- Diagnostyka kluczowych akcesoriów (pomiary PPZ, diagnostyka przepustów, obrazowanie termograficzne).

Istnieje szereg dokumentów opisujących zalecenia kontrolne oraz procedury diagnostyczne dla transformatorów energetycznych. W krajowej energetyce, najczęściej stosowana jest Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów [104], która jest zbiorem wytycznych standardów międzynarodowych oraz krajowych doświadczeń związanych z eksploatacją oraz diagnostyką transformatorów. Innymi wartymi wspomnienia publikacjami w tej tematyce są poradniki IEEE [69], CIGRE [34], seria standardów amerykańskich [52, 53] oraz seria książek wydana przez firmę Energo-Complex [49, 50, 51, 91, 119].

Zakres oraz częstotliwość sprawdzeń transformatorów będzie warunkowana jego znaczeniem dla stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. W krajowej energetyce wyróżnia się cztery grupy:

- Grupa I – transformatory o mocy powyżej 100 MVA lub napięciu 220 kV i wyższym.
- Grupa II – transformatory o mocy większej od 3,15 MVA niezaliczone do grupy I.
- Grupa III – transformatory o mocy do 3,15 MVA.
- Grupa IV – transformatory suche.

Opisany w [104] program sprawdzeń składa się z badań podstawowych, specjalistycznych oraz okresowych. Próby podstawowe uwzględniają sprawdzenia niewymagające wyłączenia transformatora. Badania specjalistyczne wykonywane są w ramach potrzeb, czyli w przypadku negatywnych rezultatów badań podstawowych lub wykrycia anomalii w eksploatacji. Sprawdzenia okresowe wykonywane są na wyłączonych transformatorach przynajmniej raz w okresie pięcioletnim dla urządzeń grupy I oraz II. Ze względu na charakter konstrukcji, zakresy sprawdzeń transformatorów grupy III oraz IV są znacząco uproszczone. W przypadku zaistnienia odpowiednich okoliczności, właściciel transformatora może samodzielnie podjąć decyzję o zaostreniu czasookresów sprawdzeń w celu monitoringu stanu technicznego jednostki.

Koszty związane z programem diagnostycznym są uzależnione od zakresu sprawdzeń. Badania podstawowe oraz okresowe są relatywnie tanie w przypadku grup II-IV, ze względu na dużą dostępność sprzętu diagnostycznego oraz konkurencyjny koszt usług outsourcingowych (np. usług laboratoryjnych w zakresie analiz olejowych) na rynku. Zakres prób podstawowych oraz okresowych dla transformatorów grupy I jest już tak duży, że usługi te są w pełni outsourcingowane lub wykonywane przez specjalistyczne komórki w przedsiębiorstwach energetyki krajowej. W przypadku badań specjalistycznych, koszty konieczne do poniesienia są już znacznie wyższe dla usług najwyższej jakości ze względu na wysoki koszt sprzętu pomiarowego oraz wymagany poziom wiedzy eksperckiej diagnosty. Z tego powodu, badania te wykonywane są tylko w przypadku wyraźnych przesłanek lub w celu określenia perspektywy eksploatacyjnej urządzenia.

Zarządzanie dużym majątkiem sieciowym w przedsiębiorstwach krajowych wiąże się z regularnym zbieraniem znacznej ilości danych eksploatacyjnych oraz diagnostycznych. Do zadań personelu odpowiedzialnego za ten proces należy analiza danych bieżących oraz historycznych związanych z pracą urządzeń, planowanie ich

przeглядów oraz reagowanie na usterki zgłoszone przez obsługę. Komórki organizacyjne mają swoje wydzielone budżety, więc planowanie diagnostyczne nie może być nieograniczone, ale odpowiednio przeanalizowane względem ryzyka eksploatacyjnego oraz kluczowych potrzeb przedsiębiorstwa.

Klasyfikacja wewnętrzna względem stanu technicznego w dużych grupach transformatorów jest niezbędna w celu ustalenia tzw. „słabych ogniw”. Odpowiednie poziomowanie pozwala zwrócić uwagę na jednostki wymagające niezwłocznych działań lub szerszej diagnostyki. Konieczne jest również różnicowanie akceptowalnego poziomu stanu technicznego względem krytyczności urządzenia, gdyż skala utraty zdolności zarobkowej wywołanej awarią jest policzalna dla każdej jednostki z osobna.

W przypadku gospodarki remontowej, pożądane jest wczesne wykrycie w celu wykonania zabiegów w miejscu zainstalowania bądź skierowania jednostki do warsztatu przed wystąpieniem awarii lub zanim defekt wewnętrzny spowoduje nieodwracalne zniszczenia w transformatorze [29]. Powyższe jest warunkowane skutecznością poprzednio omówionych zagadnień – okresową lub predykcyjną diagnostyką oraz odpowiednią klasyfikacją wewnętrzną zarządzanej populacji. Za optymalny termin remontu przyjmuje się moment, gdy wzrastają całkowite koszty eksploatacji, będące sumą kosztów amortyzacji, strat spowodowanych złym stanem jednostki oraz zużycia energii [91].

Ze względów techniczno-ekonomicznych oraz środowiskowych, historycznie czas życia transformatorów uległ znacznemu wydłużeniu ponad zakładane ramy czasowe. Duży wpływ na to miał rozwój zagadnień projektowych, poprawa technik wytwarzania oraz popularyzacja metod diagnostycznych. Pomimo tego, że decyzja o zastąpieniu transformatorów jest podejmowana na podstawie rachunku ekonomicznego [30], to nastąpiła tendencja do maksymalizowania wykorzystania użytecznego czasu życia urządzeń (z uwzględnieniem aspektów bezpieczeństwa oraz niezawodności) przez operatorów sieciowych. Biorąc pod uwagę wpływ na środowisko wywołany przez proces wytwarzania oraz eksploatacji transformatorów można stwierdzić, że aspekt ekologiczny odgrywa coraz większą rolę w zarządzaniu majątkiem sieciowym.

4.2. Metoda indeksów zdrowia

Opisana w poprzednim podrozdziale problematyka jest wyzwaniem, z którym muszą się mierzyć właściciele (w szczególności) dużych grup transformatorów. Rosnąca liczba informacji diagnostycznych, zarządzanie danymi historycznymi i konieczność odpowiedniej reakcji na bieżące zdarzenia eksploatacyjne wymaga nie tylko wiedzy eksperckiej, ale i odpowiedniego zaangażowania. Uproszczenie tego procesu jest konieczne, i jak pokazuje nieodległa historia, bardzo pożądane.

Zespół metod prowadzący do zobrazowania stanu technicznego jednostki w uproszczony sposób określany jest jako metoda indeksów zdrowia (HI, ang. *Health Index*). Procedura ta polega na uwzględnieniu wyników różnych procedur diagnostycznych (typowe przedstawiono w [115]) do oceny urządzenia. Każdy z wyników jest oceniany indywidualnie według określonej skali, po czym całkowity wynik

przedstawiany jest w formie sumy ważonej wszystkich składników. Końcowy wskaźnik przyjmuje najczęściej formę liczbową, która jest bezpośrednio zestawiana z kryteriami oceny końcowej oraz ułatwia śledzenie ogólnych postępów zmian stanu technicznego między kolejnymi badaniami.

Dobór metod diagnostycznych uwzględnianych w indeksie zdrowia jest zależny od intencji użytkownika lub twórcy metody. Zastosowanie większej liczby procedur diagnostycznych da pełniejszy oraz bardziej wiarygodny obraz o stanie transformatora, jednakże koszt pojedynczego określenia indeksu zdrowia będzie znacznie podwyższony i z dużym prawdopodobieństwem ocena będzie przeprowadzana rzadziej. Powyższy dylemat jest kluczowy dla użytkownika, który już na starcie musi sobie odpowiedzieć w jakim zakresie, w jakiej częstotliwości oraz jaką funkcję ma pełnić wskaźnik w rozważanym przypadku.

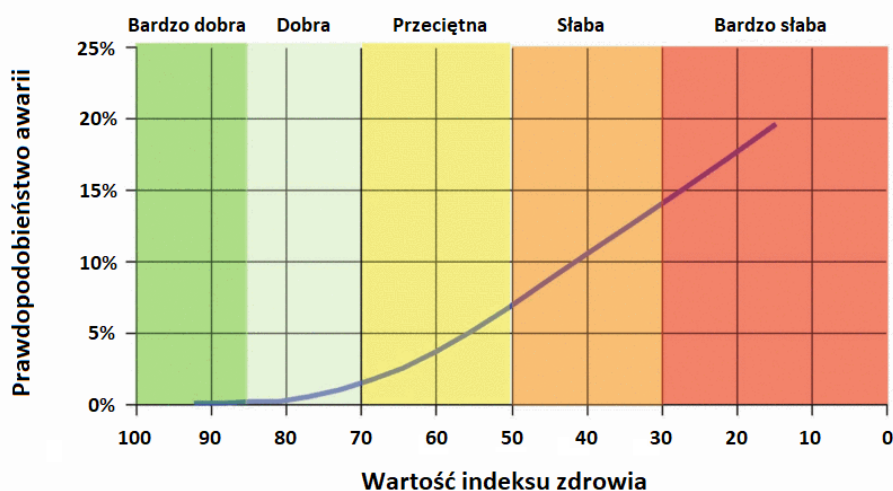
Podstawowym typem indeksów zdrowia są metody oparte o doświadczenie oraz wnioskowanie eksperckie twórcy lub użytkownika indeksu. Dobór części składowych oraz ich wag oparty jest o zakres predykcji zdarzeń niekorzystnych dla bezawaryjnej pracy transformatora oraz analizę ryzyka związanego z każdym z uwzględnionych parametrów. Konstrukcje tych indeksów są uproszczone w celu ułatwienia ich stosowania dla personelu zarządzającego populacjami transformatorów. Historycznie pierwsze indeksy zdrowia oparte były wyłącznie na wnioskowaniu eksperckim, a metody te znajdują popularność po dzień dzisiejszy ze względu na niuanse wynikające z budowy oraz eksploatacji transformatorów w różnych częściach świata.

Innym rodzajem są indeksy zdrowia oparte o metody sztucznej inteligencji (AI, ang. *Artificial Intelligence*). Bazą wyjściową w ich tworzeniu są systemy eksperckie, ale w celu poszukiwania najlepszych rozwiązań w obszarze doboru parametrów oraz kryteriów wagowych dodatkowo angażuje się komputerowe systemy obliczeniowe. Populację badawczą dzieli się na grupę treningową oraz grupę walidacyjną, a skuteczność decyzji określana jest w udziale procentowym poprawnych decyzji diagnostycznych podjętych dla grupy walidacyjnej po zastosowaniu kryteriów uzyskanych w części treningowej. W literaturze opisano już wiele indeksów zdrowia opartych o logikę rozmytą [2, 100], sieci neuronowe [3], algorytmy mieszane [7, 74, 132] oraz inne metody matematyczne [131], ale poza wynikami końcowymi (skutecznością analizy) autorzy nie dzielą się danymi pośrednimi (np. kryteria wagowe), które mogłyby zostać wykorzystane do walidacji lub rozwinięcia innych systemów eksperckich.

Historycznie istniało wiele programów komputerowych analitycznych stanu technicznego transformatora, ale systemy oceny zaczęły zyskiwać popularność na początku XXI wieku. Pierwszy HI o zbliżonym do dzisiejszych metod kształcie został przedstawiony przez amerykańskie biuro ds. melioracji (ang. *United States Bureau of Reclamation*) zajmujące się krajową hydrotechniką oraz energetyką wodną. W standardzie technicznym z 2003 roku [53] traktującym o diagnostyce technicznej transformatorów przewidziano załącznik zawierający poradnik oceny ryzyka eksploatacyjnego transformatorów o mocy większej niż 500 kVA. Na wachlarz diagnostyczny składały się badania poziomu pierwszego takie jak analiza oleju elektroizolacyjnego (DGA oraz analiza związków furanu), współczynnik mocy uzwojeń,

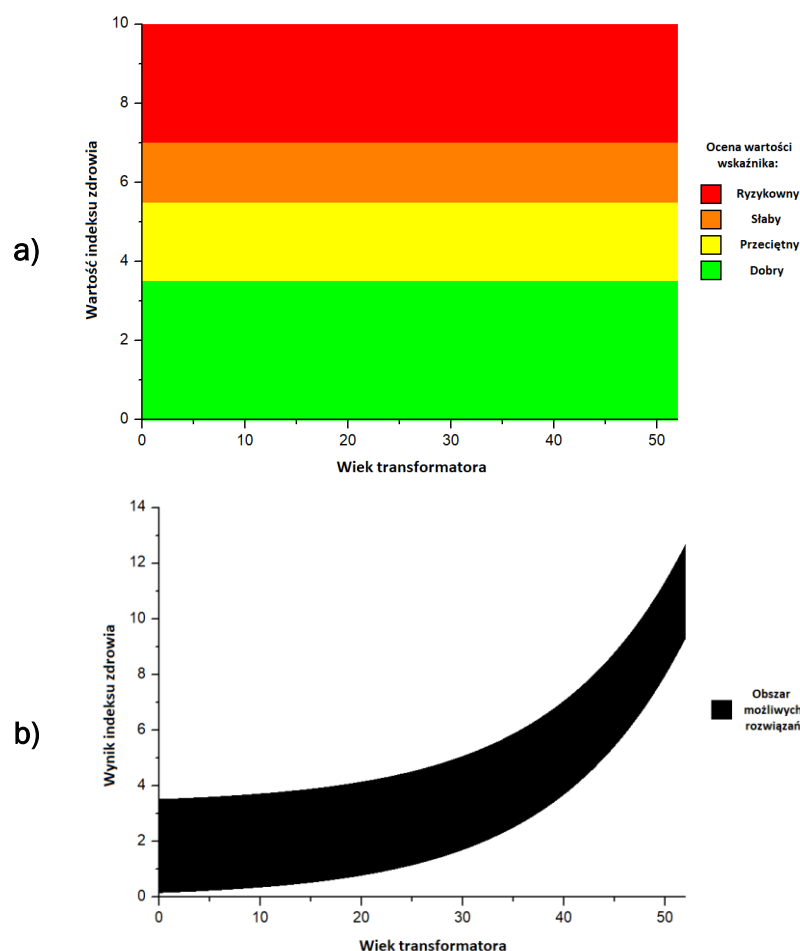
pomiar prądów magnesujących, historia eksploatacji i przeglądów oraz wiek jednostki. Każda z kategorii miała swoje indywidualne kryteria oceny wyrażone w wartościach punktowych oraz indywidualnie przypisane wagi, a wynik końcowy analizy pierwszego stopnia zawierał się w punktacji od 0 do 10 (przy czym 0 punktów to stan granicznie zły, a 10 to stan techniczny bez zastrzeżeń). Po uzyskaniu niskiego wyniku punktowego lub wystąpieniu problemów eksploatacyjnych (wyłączenia transformatora od zabezpieczeń lub inne awarie) sugerowane było wdrożenie metod diagnostycznych drugiego poziomu (pomiar przekładni, badanie izolacji, pomiar rezystancji uzwojeń, FRA, wibroakustyka, itp.). W przypadku zidentyfikowania dalszych problemów, ostatecznym zalecanym krokiem była rewizja wewnętrzna transformatora, na podstawie której zapadała decyzja o możliwościach naprawy lub konieczności wymiany transformatora.

Najpopularniejszy indeks zdrowia literaturowy został zaproponowany w 2008 roku przez przedstawicieli firmy Kinectrics [72], który został opracowany na bazie wytycznych światowych podmiotów (IEC, IEEE i CIGRE) oraz wieloletnich doświadczeń firmy z różnymi przedsiębiorstwami sieciowymi. Procedura przewidziana była do analizy danych historycznych transformatora, na które składały się badania olejowe (fizykochemia, DGA oraz analiza związków furanu), współczynnik mocy uzwojeń, stan PPZ oraz izolatorów przepustowych, fizyczne oględziny, średnie obciążenie transformatora oraz jego wiek. Każdy z parametrów oceniany był w pięciostopniowej skali z indywidualnie przypisanym kryterium wagowym wynikającym z krytyczności diagnostycznej. Wynik końcowy był sumą ważoną wszystkich składników, a końcowa jego postać była wyrażona w procentowej wartości maksymalnego osiągalnego wyniku. W rozszerzonej wersji publikacji [73] indeks zdrowia wzbogacony został dodatkowo o podstawowe badania elektryczne oraz dodane zostały wskazówki oceny wyniku w zakresie ryzyka eksploatacyjnego (rysunek 4.2) oraz określania pozostałego czasu życia jednostki.



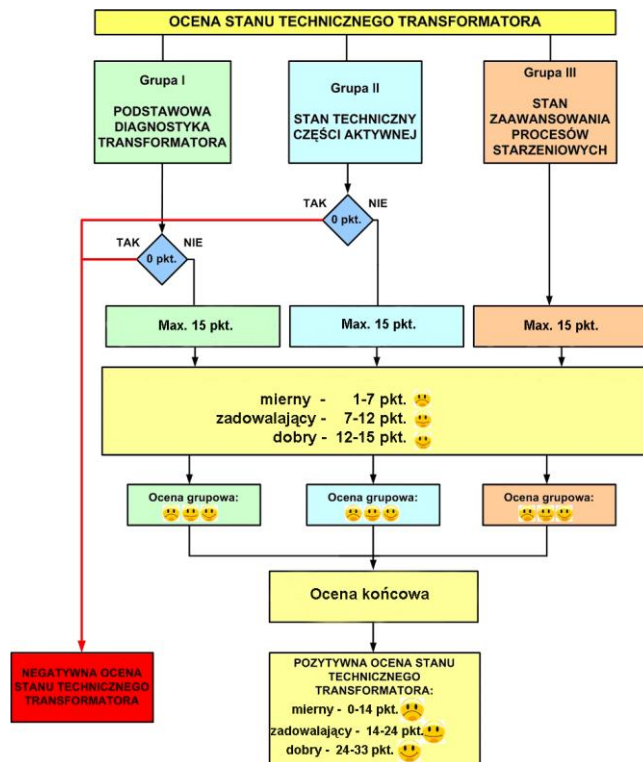
Rysunek 4.2. Prawdopodobieństwo awarii w zależności od wartości indeksu zdrowia według [73]

Przykładem alternatywnego indeksu zdrowia jest zaproponowany w publikacji [85] opierający się wyłącznie na analizach oleju elektroizolacyjnego (badania fizykochemiczne, DGA oraz stężenie 2-FAL), warunkach i historii eksploatacji jednostki oraz jej wieku. W przeciwieństwie do dwóch wyżej opisanych metod, algorytm ten nie był oparty o określone progi, lecz każdemu z kryteriów była przypisana postać funkcji w ramach której wyznaczane były wartości odpowiadające analizowanym poziomom lub stężeniom. Zabieg ten pozwolił na znaczne zwiększenie czułości analizy, gdyż klasyfikacje punktowe cechuje najczęściej nadawanie wartości schodkowych (przykładowo, identyczna wartość punktowa dla różnych stężeń wodoru - 110 oraz 190 ppm w [73]), a zaproponowane podejście cechowała ciągłość odpowiedzi dla każdej zmiany parametru. Algorytm ten również wykorzystywał indywidualnie przypisane kryteria wagowe każdego z parametrów a wynik końcowy według autorów zawierał się w przedziale od 0 do 10 punktów (gdzie 0 to stan bez zastrzeżeń, a 10 to końcowy etap życia jednostki). Pomimo tego, że pewne nieścisłości w procesie oceny zostały wykazane w [19] (rysunek 4.3), to metoda ta zyskała uznanie ze względu na pionierskie podejście do konstrukcji algorytmu oraz ograniczenie kryteriów diagnostycznych.

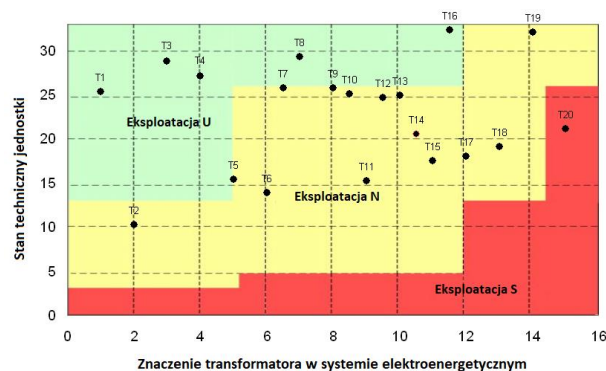


Rysunek 4.3. Nieścisłości kryteriów oceny algorytmu [85] wykazane w publikacji [19]: a) założenia autorów algorytmu; b) rzeczywisty zbiór możliwych rozwiązań

Krajowym przykładem metody diagnostycznej o charakterze indeksu zdrowia jest system zarządzania transformatora TrafoGrade autorstwa firmy Energo-Complex [118]. System ten składa się z trzech głównych obszarów diagnostycznych – podstawowej diagnostyki transformatora, oceny stanu technicznego części aktywnej oraz analizy stanu zaawansowania procesów starzeniowych. Filozofia budowania algorytmu jest zbliżona do omówionych wyżej metod [53, 73], ale uwzględnienie dużej liczby zaawansowanych metod diagnostycznych daje pełniejszy obraz o stanie technicznym jednostki. Schemat blokowy metody przedstawiony został na rysunku 4.4.



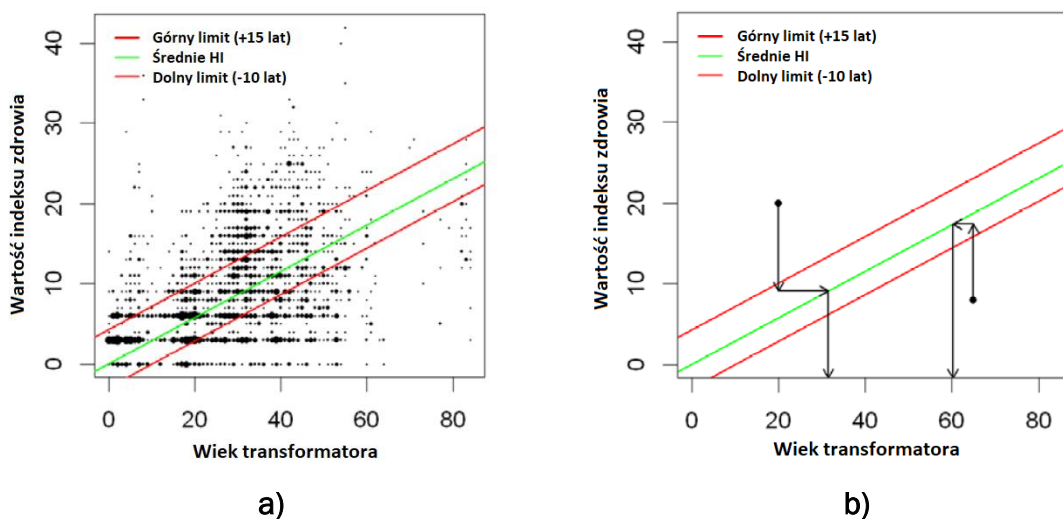
Rysunek 4.4. Schemat blokowy oceny dla systemu TrafoGrade [42]



Rysunek 4.5. Schematy eksploatacyjne dla metody TrafoGrade w zależności od stanu technicznego oraz krytyczności transformatora [19]

Unikatowy dla systemu TrafoGrade jest również system zaleceń końcowych (eksploatacyjnych), gdyż dla każdego transformatora określana jest krytyczność w skali punktowej. Na podstawie wyniku końcowego oraz krytyczności jednostki wyszczególnione są trzy grupy eksploatacyjne – uproszczona („U”), normalna („N”) oraz pod szczególnym nadzorem („S”). Wizualizacja powyższego podziału znajduje się na rysunku 4.5. Doświadczenia [42, 117] wykazały potencjał prewencyjny metody w zakresie wykrywania awarii transformatorów (w szczególności katastrofalnych), a uniknięcie choć jednej z nich jest wystarczające aby pokryć aspekt ekonomiczny wdrożenia systemu.

Doświadczenia wdrożeniowe oraz analityczne indeksów zdrowia są cennymi wskazówkami zarówno dla przedsiębiorstw prowadzących podobną analizę, jak i również dla podmiotów planujących wdrożenie tych metod. W referacie specjalistów z Hydro Quebec [96] poza statystykami dotyczącymi przeżywalności transformatorów zaproponowano metodę przeliczeniową, która ma na celu wyznaczenie „pozornego” wieku jednostki opartego na indywidualnej wartości indeksu zdrowia urządzenia oraz analizie statystycznej całej populacji (rysunek 4.6). Przeliczenie to jest bardzo pomocne, gdyż pewna część transformatorów cechuje się wynikami znacznie odbiegającymi od typowych dla urządzeń w zbliżonym wieku, co pozwala uświadomić personel zarządzający na jakim etapie życia znajduje się obecnie analizowana jednostka. Autorzy nakładają jednak pewien limit obliczeniowy, aby różnice między wiekiem rzeczywistym a „pozornym” nie były ekstremalne. Zaproponowana metoda analityczna została wykorzystana w innych badaniach dotyczących ewaluacji perspektyw eksploatacyjnych transformatorów [86, 93, 101].



Rysunek 4.6. Wyznaczanie „pozornego” wieku transformatora w oparciu o analizę statystyczną indeksów zdrowia [96]: a) wyniki populacyjne oraz nałożone limity analizy; b) sposób wyznaczania „pozornego” wieku w oparciu o wartość indeksu zdrowia

Szereg doświadczeń dużych przedsiębiorstw wytwórczych oraz sieciowych w zakresie stosowania metody indeksów zdrowia można znaleźć w publikacjach oraz referatach takich spółek jak włoska Terna [107, 108, 109], malezyjska Tenaga Nasional (TNB) [6] oraz południowoafrykański Eskom [113]. Opracowania porównawcze różnych indeksów zdrowia znajdują się w [13, 38], a praktyczne porównanie działania dwóch popularnych algorytmów na rzeczywistej populacji transformatorów opisano w [95]. Powyższe przykłady wskazują, że metoda indeksów zdrowia znalazła zastosowanie praktyczne oraz stworzyła duże pole do dyskusji w zakresie oceny diagnostycznej oraz zarządzania populacją transformatorów.

5. Konstrukcja proponowanego indeksu zdrowia

Ocena zmian stanu technicznego transformatora w odstępach czasu wymaga zastosowania odpowiedniej metody badawczej, która będzie przystosowana do śledzenia zmian parametrów znaczących dla jego kondycji. Dostępne metody, opisane w rozdziale 4.2, pomimo wysokiej przydatności diagnostycznej nie są odpowiednie do wymaganego zastosowania ze względu na zbyt niską czułość na zmiany parametrów analizy.

W niniejszym rozdziale szczegółowo omówiony zostanie proponowany indeks zdrowia w zakresie filozofii jego powstawania, selekcji parametrów analizy, matematycznej konstrukcji algorytmu, doboru parametrów wagowych oraz kryteriów oceny uzyskanego wyniku.

5.1. Parametry uwzględnione w analizie

Podstawowym założeniem, przyświecającym tworzeniu metody analitycznej, miało być opracowanie podstaw do częstszej (niż typowo) oceny stanu technicznego. W klasycznych metodach indeksu zdrowia, repertuar badań koniecznych do wykonania jest tak duży, że dla większości transformatorów ocena wykonywana jest nie częściej niż raz na kilka lat. W przypadku analizy zmian zachodzących w transformatorze, interwał ten jest wysoce nieadekwatny, gdyż w tak szerokim oknie obserwacyjnym istnieje ogromne prawdopodobieństwo niewychwycenia zdarzeń lub momentów odniesienia istotnych z punktu widzenia diagnostycznego. Za optymalny okres między kolejnymi sprawdzeniami przyjęto rok, gdyż jest to typowy interwał wielu sprawdzeń okresowych rekomendowany przez producentów transformatorów.

Metoda w zamyśle miała być dostosowana do wykorzystania danych archiwalnych z konserwacji oraz diagnostyki jednostek. Oznacza to, że parametry ujęte w analizie muszą być wyznaczane odpowiednio często, aby możliwa była analiza retrospektywna kondycji urządzenia. Oba powyższe kryteria idealnie spełniają analizy olejowe, które są od lat powszechnie stosowane w ocenie stanu transformatorów. Dostępne metody diagnostyczne oparte o analizę próbek oleju pozwalają wnioskować o ogólnej kondycji urządzenia, jak również i szczegółowo określać charakter występujących defektów bez przeprowadzania rewizji wewnętrznej, która jest konieczna dopiero przy potrzebie ustalenia dokładnego miejsca usterki.

Minimalizacja nakładów pracy koniecznych do pojedynczego określenia stanu technicznego pozwala na częstsze wykorzystywanie metody. Jest to istotna przewaga nad typowymi indeksami zdrowia, gdyż bariera finansowa nie jest przeszkodą dla określania stanu urządzenia w interwałach corocznych. Dodatkowo, niski koszt jednostkowy pozwala znacznie rozszerzyć program monitoringu stanu technicznego na

szerszą grupę urządzeń. Zbiór wymaganych czynności dla wybranych złożonych indeksów zdrowia oraz proponowanej metody zaprezentowano w tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Czynności wymagane dla pojedynczej analizy przy użyciu wybranych indeksów zdrowia oraz proponowanej metody

Wymagane czynności dla pojedynczego wyznaczenia wskaźnika zdrowia		
Kinectrics [73]	TrafoGrade [42]	Proponowana metoda
Badanie oleju – różne właściwości	Badanie oleju – różne właściwości	Badanie oleju – różne właściwości
Oględziny zewnętrzne	Oględziny zewnętrzne	-
Ocena szczegółowa osprzętu oraz otoczenia transformatora	Ocena osprzętu transformatora	-
Ocena układu chłodzenia	Ocena układu chłodzenia	-
Badania szczegółowe PPZ w tym badania oleju	Badania szczegółowe PPZ	-
Pomiar rezystancji uzwojeń	Pomiar rezystancji uzwojeń	-
Pomiar rezystancji izolacji	Pomiar rezystancji izolacji	-
Pomiar reaktancji rozproszenia	Szacowanie zawilgocenia izolacji stałej	-
Pomiar przekładni	FRA	-
Badanie stratności uzwojeń	-	-
Diagnostyka izolatorów przepustowych	-	-

W trakcie opracowywania metody zastosowano typowe dla indeksów zdrowia grupowanie parametrów analitycznych, które jest korzystne w ocenie stanu technicznego urządzenia, gdyż zagregowane dane dają szerszy obraz analizowanych zagadnień. Stworzony indeks zdrowia (*HI*) składa się z trzech filarów (podindeksów) skupiających się na różnych kategoriach diagnostycznych. Należą do nich ocena parametrów fizykochemicznych (*HI_{oil}*), analiza kluczowych gazów rozpuszczonych (*HI_{DGA}*) oraz ocena zestarzenia izolacji papierowej (*HI_{iso}*). Takie pogrupowanie sprawia, że można śledzić nie tylko zmiany całego indeksu zdrowia, ale również w sposób uproszczony poszczególnych podkategorii, które odnoszą się do różnych obszarów diagnostycznych.

W pierwszej grupie znajdują się cztery parametry oleju: napięcie przebicia, zawartość wody, liczba kwasowa oraz współczynnik strat dielektrycznych. Właściwości te bezpośrednio świadczą o zdolnościach izolacyjnych oleju lub jego stopniu zestarzenia. Napięcie przebicia potrafi samodzielnie wykluczyć transformator z dalszej eksploatacji (gdy osiągnie wartości poniżej bezpiecznych progów) i cechuje się dużą zmiennością, przez co przykładana jest do niego odpowiednia uwaga przy każdorazowej analizie. Pozostałe parametry natomiast są zazwyczaj wolnozmiennie i w wieloletnich obserwacjach pozwalają zauważać gradualne zmiany (oraz ich tempo) związane ze starzeniem oleju elektroizolacyjnego.

Podindeks kluczowych gazów rozpuszczonych w oleju zawiera pięć składników, którymi są zawartość wodoru, metanu, etanu, etylenu oraz acetyleny. Są one łączone z procesami zachodzącymi wewnątrz transformatora lub są wynikiem występujących w nim uszkodzeń. W najlepszym wypadku, w transformatorze utrzymuje się status quo, co oznacza że stężenia gazów są stałe, lub zmieniają się naturalnie w niewielkim stopniu wynikającym z gazowania pasożytniczego (wzrost stężeń) lub oddychania transformatora (spadek stężeń). Substancje uwzględnione w tej grupie są generowane w przypadku występowania uszkodzeń natury elektrycznej (wyładowań niepełnych oraz pełnych o niskiej lub wysokiej energii) oraz przegrzań miejscowych (nisko oraz wysokotemperaturowych).

Na ostatnią podgrupę składają się trzy parametry, którymi są stężenia tlenu węgla, dwutlenku węgla oraz 2-furfuralu. Substancje te łączone są z właściwościami lub zmianami w obrębie izolacji stałej w transformatorze. Szczególnie ważnym parametrem analizy jest 2-FAL ze względu na możliwość powiązania jego stężenia z parametrem świadczącym o wytrzymałości mechanicznej izolacji papierowej jakim jest stopień polimeryzacji celulozy. Stężenia tlenu oraz dwutlenku węgla nie stanowią informacji o bezpośrednim zagrożeniu, ale ich zmiany są miarą zachodzących w transformatorze procesów termicznej dekompozycji izolacji stałej.

Pomimo dostępności znacznie większej ilości parametrów analitycznych z próbek olejowych, ograniczenie metody badawczej do powyższych składowych było zabiegiem celowym z dwóch powodów. Pierwszym z nich jest fakt, że każda z uwzględnionych własności jest istotna w niemal każdym punkcie życia transformatora. Dodatkowo, zwiększanie liczby elementów w indeksie byłoby niekorzystne z punktu widzenia śledzenia zmian, gdyż pociągnęłoby to za sobą osłabienie znaczenia każdego z pojedynczych składników, co w konsekwencji zmniejszyłoby czułość metody. Powyższe rozważania były podstawą do podjęcia decyzji o ograniczeniu kryteriów diagnostycznych jedynie do najistotniejszych procedur testowych oleju elektroizolacyjnego.

5.2. Postać algorytmu

Zgodnie z założeniami przedstawionymi w poprzednim podrozdziale, zaproponowany indeks zdrowia musiał być odpowiedni do śledzenia oraz odwzorowywania wszystkich zmian uwzględnionych w nim parametrów. Do tego zastosowania nie nadawały się funkcje schodkowe, które przedstawiają to samo rozwiązanie, dopóki nie nastąpi istotna zmiana analizowanej właściwości. Zastosowanie funkcji ciągłych było konieczne w celu osiągnięcia odpowiedniej czułości odwzorowania wyniku. Każdy z parametrów posiadał indywidualną funkcję diagnostyczną, których suma ważona budowała poszczególne podindeksy. Poniżej przedstawiono równania (1)-(3), w których indywidualne funkcje diagnostyczne oznaczono $F(j)$, a przypisane im parametry wagowe $W(j)$.

$$HI_{OIL} = \sum_{j=1}^n F_{OIL}(j) \cdot W(j) \quad (1)$$

$$HI_{DGA} = \sum_{j=1}^n F_{DGA}(j) \cdot W(j) \quad (2)$$

$$HI_{ISO} = \sum_{j=1}^n F_{ISO}(j) \cdot W(j) \quad (3)$$

Dla każdego z parametrów wyznaczony został przedział obserwacji wyznaczony dwiema wartościami granicznymi. Pierwszą z nich była wartość, która jest akceptowalna w eksploatacji i nie jest uważana za problematyczną. Drugą granicą była natomiast wartość parametru świadcząca o bezpośrednim zagrożeniu lub informująca o wystąpieniu znacznych defektów wewnątrz transformatora. Przy ustalaniu przedziału obserwacji dla każdej składowej indeksu zdrowia wykorzystano standardy oraz poradniki techniczne uznanych źródeł (IEC, IEEE, CIGRE, RIET), a także dokonano przeglądu wartości typowych w populacji badawczej. W tabeli 5.2 wskazane są progi wykorzystane w trakcie opracowywania metody dla podindeksów HI_{DGA} oraz HI_{ISO} , dla parametrów fizykochemicznych wykorzystano ustalone kryteria diagnostyczne z niewielką autorską modyfikacją opisaną w dalszej części tego rozdziału. Testowane warianty 1 oraz 2 różniły się szerokością okna diagnostycznego. Wstępne analizy wykazały, że różnica liczby urządzeń objętych wariantem 2 a 1 jest stosunkowo bardzo niewielka, co rodziło dylemat czy poświęcenie czułości analizy znacznej większości populacji było warte uwzględnienia dodatkowej niewielkiej ilości najbardziej problematycznych przypadków. Z tego powodu, ostatecznie opracowano wariant 3, który powstał na bazie wariantu 1 zmodyfikowanego o odnotowane wysokie stężenia etanu w krajowej populacji transformatorów.

Tabela 5.2. Testowane przedziały obserwacji dla gazów rozpuszczonych w oleju ujętych w proponowanej metodzie

Parametry analityczne	Stężenia gazów rozpuszczonych w oleju użyte w analizie		
	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
H ₂ [ppm]	30 - 350	50 - 500	30 - 350
CH ₄ [ppm]	30 - 150	30 - 350	30 - 150
C ₂ H ₆ [ppm]	20 - 250	30 - 400	30 - 400
C ₂ H ₄ [ppm]	20 - 250	30 - 500	20 - 250
C ₂ H ₂ [ppm]	3 - 70	10 - 200	3 - 70
CO [ppm]	250 - 1000	300 - 1400	250 - 1000
CO ₂ [ppm]	3000 - 10000	3500 - 14000	3000 - 10000
2-FAL [ppm]	0,10 - 4	0,25 - 4	0,10 - 4

Okno diagnostyczne było wykorzystywane w taki sposób, że wartości graniczne były ustaloną minimalną oraz maksymalną wartością punktową osiąganą przez dedykowaną

funkcję diagnostyczną (próg dolny – 0 punktów, próg górny – 10 punktów). Indywidualne zależności były skonstruowane tak, aby wartości parametrów między tymi granicami były odwzorowane w sposób liniowy. Dzięki temu, obserwowane wariacje w indeksie zdrowia dotyczyły zmian własności w alarmujących użytkownika granicach, a wysokie jego wartości powiązane były ze złym stanem technicznym. W trakcie opracowywania metody, testowano również rozwiązanie z funkcjami pierwiastkowymi (dla gazów rozpuszczonych w oleju) oraz kwadratową (dla 2-FAL), a obserwowane wyniki początkowo okazały się obiecujące. Dalsze analizy wykazały jednak, że taka forma jest problematyczna w zastosowaniach porównawczych dla pojedynczych przypadków, co wynika z przypisania szybszego oraz wolniejszego tempa przyrostu dla pewnych części okna diagnostycznego. Dodatkowo, znacznie utrudnia to ocenę przyrostów wartości wskaźnika zdrowia, gdyż zmiany stężeń o tej samej wielkości mogą mieć różne odzwierciedlenie w wyniku punktowym indeksu zdrowia. Powody te przeważały na korzyść zastosowania funkcji liniowych.

W zaproponowanej metodzie niezbędne było określenie kryteriów wagowych, gdyż zarówno indywidualne grupy oraz podindeksy cechowały się różnym znaczeniem. Ich wyznaczenie odbyło się na podstawie analizy zmienności oraz istotności diagnostycznej każdego z parametrów. W przygotowaniu metody testowane były różne rozwiązania ze współczynnikami wagowymi w poszukiwaniu najlepszego odwzorowania na wynik punktowy indeksu zdrowia. W dalszej części rozdziału dla każdego parametru oraz podindeksu omówiono filozofię przypisania ostatecznych wartości wskaźników wagowych.

W przypadku parametrów fizykochemicznych, progi dla napięcia przebicia, zawartości wody oraz liczby kwasowej były wyznaczone głównie w oparciu o rekomendacje zawarte w RIET. Dla współczynnika stratności dielektrycznej zdecydowano się na dostosowanie granic do wartości obserwowalnych w populacji (dolny próg – 70 percentyl, górny próg – 97 percentyl), gdyż przy zastosowaniu powyższych kryteriów diagnostycznych okno obserwacyjne byłoby bardzo zawężone w porównaniu z innymi właściwościami kończąc się jedynie na 87 percentylu.

W przypadku powyższej grupy występował podział kryteriów oraz funkcji ze względu na najwyższy poziom napięcia górnego transformatora. Był on trójstopniowy i wynikał z podziałów stosowanych zarówno w standardach IEC ($U_{GN} < 72,5$ kV; $72,5$ kV $\leq U_{GN} \leq 170$ kV; $U_{GN} > 170$ kV), jak i IEEE ($U_{GN} \leq 69$ kV; 69 kV $< U_{GN} < 230$ kV; $U_{GN} \geq 230$ kV). Pomimo różnic, w krajowej energetyce można oba podziały stosować zamiennie, gdyż z pozoru najbardziej problematyczne w sklasyfikowaniu transformatory pracujące w sieciach 220 kV cechują się najwyższym napięciem urządzenia na poziomie niemniejszym niż 245 kV, co w obu przypadkach klasyfikuje je w grupie najwyższych napięć. Dla proponowanej metody zastosowano podział według IEC, a postaci funkcji diagnostycznych z określonymi wagami ukazane są w tabelach 5.3, 5.4 oraz 5.5.

Tabela 5.3. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny własności fizykochemicznych oleju dla transformatorów o wartości górnego napięcia $U_{GN} < 72,5$ kV

Parametr	Wartość	Matematyczna postać funkcji $F_{oil}(j)$	Waga $W(j)$
Napięcie przebiecia [kV]	$x > 55$	$y = 0$	0,14
	$55 \geq x \geq 40$	$y = -0,66666667 \cdot (x - 55)$	
	$x < 40$	$y = 10$	
Zawartość wody [ppm]	$x < 15$	$y = 0$	0,13
	$15 \leq x \leq 35$	$y = 0,5 \cdot (x - 15)$	
	$x > 35$	$y = 10$	
Liczba kwasowa [mgKOH/g]	$x < 0,02$	$y = 0$	0,42
	$0,02 \leq x \leq 0,25$	$y = 43,47826087 \cdot (x - 0,02)$	
	$x > 0,25$	$y = 10$	
Współczynnik stratności dielektrycznej	$x < 0,02$	$y = 0$	0,31
	$0,02 \leq x \leq 0,2$	$y = 55,55555556 \cdot (x - 0,02)$	
	$x > 0,2$	$y = 10$	

Tabela 5.4. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny własności fizykochemicznych oleju dla transformatorów o wartości górnego napięcia $72,5$ kV $\leq U_{GN} \leq 170$ kV

Parametr	Wartość	Matematyczna postać funkcji $F_{oil}(j)$	Waga $W(j)$
Napięcie przebiecia [kV]	$x > 60$	$y = 0$	0,14
	$60 \geq x \geq 45$	$y = -0,66666667 \cdot (x - 60)$	
	$x < 45$	$y = 10$	
Zawartość wody [ppm]	$x < 10$	$y = 0$	0,13
	$10 \leq x \leq 25$	$y = 0,66666667 \cdot (x - 10)$	
	$x > 25$	$y = 10$	
Liczba kwasowa [mgKOH/g]	$x < 0,02$	$y = 0$	0,42
	$0,02 \leq x \leq 0,2$	$y = 55,55555556 \cdot (x - 0,02)$	
	$x > 0,2$	$y = 10$	
Współczynnik stratności dielektrycznej	$x < 0,02$	$y = 0$	0,31
	$0,02 \leq x \leq 0,2$	$y = 55,55555556 \cdot (x - 0,02)$	
	$x > 0,2$	$y = 10$	

Tabela 5.5. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny własności fizykochemicznych oleju dla transformatorów o wartości górnego napięcia $U_{GN} > 170$ kV

Parametr	Wartość	Matematyczna postać funkcji $F_{oil}(j)$	Waga $W(j)$
Napięcie przebiecia [kV]	$x > 60$	$y = 0$	0,14
	$60 \geq x \geq 50$	$y = - (x - 60)$	
	$x < 50$	$y = 10$	
Zawartość wody [ppm]	$x < 8$	$y = 0$	0,13
	$8 \leq x \leq 15$	$y = 1,428571429 \cdot (x - 8)$	
	$x > 15$	$y = 10$	
Liczba kwasowa [mgKOH/g]	$x < 0,02$	$y = 0$	0,42
	$0,02 \leq x \leq 0,15$	$y = 76,92307692 \cdot (x - 0,02)$	
	$x > 0,15$	$y = 10$	
Współczynnik stratności dielektrycznej	$x < 0,02$	$y = 0$	0,31
	$0,02 \leq x \leq 0,2$	$y = 55,55555556 \cdot (x - 0,02)$	
	$x > 0,2$	$y = 10$	

Dobór parametrów wagowych dla parametrów fizykochemicznych oleju podyktowany był dynamiką zmian analizowanych właściwości. Kwasowość oraz stratność dielektryczna są wolnozmiennie, co jest widoczne w analizach długoterminowych. Parametry te świadczą o ogólnym stopniu zatarzenia oleju i perspektywach jego dalszej pracy, a poprawa ich własności wymaga wykonania procedury regeneracji oleju, dlatego nadano im większe znaczenie. Przypisanie niższych wag dla napięcia przebicia oraz zawartości wody ma swoje uzasadnienie w dużej zmienności tych właściwości, która przekłada się na widoczny ich wpływ w obserwowanej zmianie punktowej indeksu zdrowia.

W przypadku funkcji diagnostycznych dla gazów rozpuszczonych w oleju, konieczne było odniesienie się do wartości typowych w populacji badawczej oraz porównanie ich z wartościami wskazywanymi przez IEC [63] oraz RIET. W tabeli 5.6 znajdują się wartości percentylowe grupy testowej, które wraz z danymi z tabeli 3.3 stanowiły podstawę do określenia okien diagnostycznych. Dla wszystkich parametrów starano się spełnić następujące założenie: próg dolny nieznacznie poniżej 80 percentyla oraz próg górny powyżej 95 percentyla wartości populacyjnych. Funkcje diagnostyczne podindeksu $HIDGA$ wraz z przypisanymi wagami przedstawiono w tabeli 5.7. Najwyższe wartości wag zostały przypisane dla wodoru ze względu na jego występowanie zarówno w błędach nisko, jak i wysokotemperaturowych oraz acetylenu, występującego przy najcięższych defektach wewnętrznych takich jak przegrzania wysokotemperaturowe oraz wyładowania elektryczne. W przypadku błędów temperaturowych, większą wagę przyłożono do stężeń metanu oraz etylenu, będącymi gazami charakterystycznymi odpowiednio dla przegrzań niskotemperaturowych oraz wysokotemperaturowych. Ze względu na zaobserwowaną najwyższą zmienność stężeń w eksploatacji, współczynnik wagowy dla etanu został odpowiednio obniżony.

Tabela 5.6. Wartości typowe gazów rozpuszczonych w populacji testowej

Populacyjne wartości	Gazy rozpuszczone w oleju użyte w analizie						
	H ₂ [ppm]	CH ₄ [ppm]	C ₂ H ₆ [ppm]	C ₂ H ₄ [ppm]	C ₂ H ₂ [ppm]	CO [ppm]	CO ₂ [ppm]
50%	13,7	6,1	8,9	7	0,3	138,2	1646,2
80%	39,6	31,3	60,5	25,3	8,2	297,6	3302,4
90%	72	58,4	156,5	53,5	19	449,9	4805,6
95%	136	92,5	290,8	100,6	45,5	548	6341,7
98%	256	140,4	452,2	165,5	100,8	705	8875,8

Tabela 5.7. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju

Parametr	Wartość	Matematyczna postać funkcji $F_{DGA}(j)$	Waga $W(j)$
H ₂	$x < 30$	$y = 0$	0,32
	$30 \leq x \leq 350$	$y = 0,03125 \cdot (x - 30)$	
	$x > 350$	$y = 10$	
CH ₄	$x < 30$	$y = 0$	0,15
	$30 \leq x \leq 150$	$y = 0,083333333 \cdot (x - 30)$	
	$x > 150$	$y = 10$	
C ₂ H ₆	$x < 30$	$y = 0$	0,05
	$30 \leq x \leq 400$	$y = 0,027027027 \cdot (x - 30)$	
	$x > 400$	$y = 10$	
C ₂ H ₄	$x < 25$	$y = 0$	0,15
	$25 \leq x \leq 200$	$y = 0,057142857 \cdot (x - 25)$	
	$x > 200$	$y = 10$	
C ₂ H ₂	$x < 3$	$y = 0$	0,33
	$3 \leq x \leq 70$	$y = 0,149253731 \cdot (x - 3)$	
	$x > 70$	$y = 10$	

Progi obserwacyjne dla tlenku węgla oraz dwutlenku węgla określone były na takiej samej zasadzie, jak dla pozostałych parametrów przynależących do podindeksu HI_{DGA} . Natomiast w przypadku 2-furfuralu konieczne było odniesienie się do wielkości populacyjnych oraz wskazanych w opracowaniu CIGRE [35], a zestawienie tych wielkości ukazano w tabeli 5.8. Dla tego parametru zastosowano wyjątkowo szerokie okno (od 58 percentyla do 99 percentyla wielkości populacyjnych) ze względu na jego znaczenie diagnostyczne, tj. możliwość oszacowania stopnia polimeryzacji celulozy pozwalający wnioskować o stopniu zużycia izolacji papierowej oraz informację o ryzyku związanym z efektem bąbelkowania, gdyż temperatura jego inicjacji jest wyraźnie mniejsza dla papieru zestarzonego niż dla papieru nowego [103]. Postacie funkcji oraz kryteriów wagowych dla składowych podindeksu oceny zesterzenia izolacji stałej znajdują się w tabeli 5.9. Wartość współczynnika wagowego 2-FAL wskazuje, że jest to najważniejszy parametr pozwalający określić stopień zesterzenia izolacji stałej. Wielkości wag przypisane dla tlenku oraz dwutlenku węgla zostały ustalone na podobnym poziomie jak dla gazów charakterystycznych (metan oraz etylen) w podindeksie HI_{DGA} .

Tabela 5.8. Wartości typowe 2-FAL wskazane w światowym badaniu [35] oraz w populacji testowej

Populacyjne wartości	Stężenia 2-FAL [ppm]		
	CIGRE 494 (Globalnie)	CIGRE 494 (Polska)	Badana populacja
50%	b/d	b/d	0,06
80%	b/d	b/d	0,73
90%	0,84	1,41*	1,60
95%	1,66	3,28*	2,46
98%	3,08	4,02*	3,45

b/d – brak danych

* wartość estymowana.

Tabela 5.9. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny zestarzenia izolacji stałej w transformatorze

Parametr	Wartość	Matematyczna postać funkcji $F_{ISO}(j)$	Waga $W(j)$
CO	$x < 250$	$y = 0$	0,15
	$250 \leq x \leq 1000$	$y = 0,01333333 \cdot (x - 250)$	
	$x > 1000$	$y = 10$	
CO ₂	$x < 3000$	$y = 0$	0,15
	$3000 \leq x \leq 10000$	$y = 0,001428571 \cdot (x - 3000)$	
	$x > 10000$	$y = 10$	
2-FAL	$x < 0,1$	$y = 0$	0,70
	$0,1 \leq x \leq 4$	$y = 2,564103 \cdot (x - 0,1)$	
	$x > 4$	$y = 10$	

Końcowy wynik indeksu zdrowia stanowiła suma ważona trzech składowych podindeksów. Sposób jego obliczenia zaprezentowano w równaniu (4), a współczynniki wagowe poszczególnych kategorii zawarto w tabeli 5.10. Zakres dostępnych rozwiązań kształtował się w granicach od 0 do 10 punktów, przy czym 0 jest wartością minimalną cechującą zazwyczaj nowe transformatory, a 10 maksymalnym możliwym do uzyskania wynikiem świadczącym o złym stanie technicznym jednostki. Szczegółowe kryteria oceny wyniku zostały przedstawione w rozdziale 5.3.

$$HI = HI_{OIL} \cdot W_{OIL} + HI_{DGA} \cdot W_{DGA} + HI_{ISO} \cdot W_{ISO} \quad (4)$$

Tabela 5.10. Zestawienie wag dla poszczególnych podindeksów w zaproponowanej metodzie

Podindeks $HI_{(g)}$	Waga grupy $W_{(g)}$
HI_{OIL}	0,2242
HI_{DGA}	0,3948
HI_{ISO}	0,3810

Przedstawione w tabeli 5.10 grupowe współczynniki wagowe zostały zaprojektowane w oparciu o znaczenie informacji diagnostycznych w nich zawartych. Największy udział miały gazy rozpuszczone w oleju, gdyż są najbardziej czułym nośnikiem informacji o procesach zachodzących we wszystkich wewnętrznych częściach transformatora, a jakiegokolwiek zmiany znajdują odzwierciedlenie w stężeniach odpowiednich gazów. Dodatkowo, dużą wagę indywidualną otrzymało stężenie 2-FAL, który jest unikalnym parametrem niewymagającym ingerencji we wnętrze transformatora świadczącym o stopniu zestarzenia materiałów izolacyjnych wykonanych z celulozy. Oba powyższe założenia miały swoje odzwierciedlenie w wysokich wartościach wagowych określonych dla podindeksów HI_{DGA} oraz HI_{ISO} . Wyraźnie niższy udział grupy parametrów fizykochemicznych wynikał z ograniczenia jedynie do informacji diagnostycznej dotyczącej izolacji ciekłej oraz dość łatwej możliwości poprawy tych własności w miejscu zainstalowania jednostki poprzez wykonanie odpowiednich zabiegów regeneracyjnych lub filtracyjnych oleju. Proces walidacji polegał na

wykorzystaniu decyzji eksperckich, poprzez porównanie otrzymanych wyników punktowych grupy badawczej (zarówno w ujęciu podindeksów, jak i całego indeksu) z rekomendacjami wskazanymi w raportach z badań oleju. W tabeli 5.11 przedstawiono zestawienie wag każdego z parametrów analizy w ujęciu całkowitej wartości indeksu zdrowia.

Tabela 5.11. Zestawienie wag poszczególnych parametrów w odniesieniu do pełnego indeksu zdrowia

Podindeks	Parametr	Waga parametru
<i>HI_{OIL}</i>	Napięcie przebicia	0,0313
	Zawartość wody	0,0292
	Kwasowość	0,0941
	Tg δ	0,0695
<i>HI_{DGA}</i>	H ₂	0,1264
	CH ₄	0,0592
	C ₂ H ₆	0,0198
	C ₂ H ₄	0,0592
	C ₂ H ₂	0,1303
<i>HI_{ISO}</i>	CO	0,0571
	CO ₂	0,0571
	2-FAL	0,2677

Aby uzyskać szerszą perspektywę, dobór kryteriów diagnostycznych oraz parametrów wagowych w zaproponowanej metodzie [18] należy porównać ze zbliżonymi propozycjami literaturowymi. W publikacji [102] przedstawione wagi wskazują na stan izolacji papierowej jako najważniejszą grupę parametrów w ocenie stanu technicznego transformatora. W pracy [16] wskazano właściwości fizykochemiczne oraz stężenie 2-FAL jako istotne w efektywnej ocenie metodą indeksu zdrowia. W artykule [55] autorzy zaproponowali dalsze zmniejszenie liczby parametrów bez znaczącego wpływu na skuteczność analizy. Powyższe potwierdzają, że nawet zbliżone algorytmy będą się różnić w doborze składowych oraz sposobie analizy, co wynika z chęci uproszczenia lub maksymalizacji skuteczności diagnostycznej różnych populacji.

5.3. Kryteria oceny

Transformatory są urządzeniami o zróżnicowanym poziomie ryzyka eksploatacyjnego, co wskazuje konieczność różnicowania kryteriów oceny w zależności od ocenianych populacji. W celu wydania oceny stanu oleju elektroizolacyjnego, na potrzeby algorytmu wprowadzono kryterium krytyczności urządzenia. Wynika to z faktu, że pewne grupy transformatorów cechują się większym znaczeniem od innych ze względu na ich wpływ na działanie określonych odcinków sieci elektroenergetycznych.

Przekłada się to zazwyczaj na zwiększony nadzór nad eksploatacją jednostki oraz, jeżeli to możliwe, większą częstotliwość jej przeglądów.

Klasyfikacja znaczenia transformatora nie jest zagadnieniem nowym dla indeksów zdrowia, gdyż podobne rozwiązanie było stosowane we wspomnianym w rozdziale 4.2 systemie eksperckim TrafoGrade [42]. Dla proponowanego indeksu przyjęto odmienną formę, jaką jest przypisanie urządzeniu jednej z czterech dostępnych kategorii. W pierwszej kolejności kategoria przyznawana była zgodnie z klasyfikacją przedstawioną w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [104]. Podział ten pokazano w tabeli 5.12.

Tabela 5.12. Podział transformatorów ze względu na ich znaczenie wykorzystany do oceny uzyskanego wyniku w zaproponowanej metodzie

	Krytyczność „0”	Krytyczność „1”	Krytyczność „2”	Krytyczność „3”
Klasyfikacja wg [104]	Grupa I	Grupa I	Grupa II	Grupa III&IV
Znaczenie w systemie	Szczególne	Istotne	Standardowe	Niewielkie

Zgodnie z zaprezentowanym powyżej podziałem należy przyjąć, że urządzenia grupy „0” mają kluczowe znaczenie ze względu na bezpośredni wpływ na pracę całego systemu energetycznego, jednostki grupy „1” są istotne z racji na aspekt finansowy oraz bezpieczeństwa zasilania, urządzenia grupy „2” warunkują poprawność działania niewielkich odcinków sieci, a transformatory grupy „3” mają znaczenie głównie dla odbiorców indywidualnych. Klasyfikacja jednostek z wyszczególnieniem typowych zastosowań wygląda następująco:

- Krytyczność „0” – transformatory blokowe w elektrowniach oraz autotransformatory sieciowe dużych mocy.
- Krytyczność „1” – transformatory potrzeb własnych w jednostkach wytwórczych, duże jednostki dystrybucyjne oraz urządzenia zasilające skomplikowane lub kosztowne procesy technologiczne.
- Krytyczność „2” – typowe urządzenia dystrybucyjne sieci wysokiego napięcia oraz mniejsze transformatory o dużym znaczeniu.
- Krytyczność „3” – transformatory słupowe średniego napięcia, urządzenia zainstalowane w stacjach kontenerowych oraz małe jednostki zasilające nieskomplikowane procesy.

Należy jednak nadmienić, że powyższe grupowanie nie jest sztywnym zaszeregowaniem transformatorów. W kolejnym kroku, właściciel urządzenia lub diagnosta może zdecydować o podwyższeniu lub obniżeniu rangi transformatora po przeanalizowaniu jego indywidualnej sytuacji. W toku rozważań nad ostatecznym poziomem krytyczności jednostki, należy rozważyć następujące zagadnienia:

- Jaki jest charakter (ważność) odbiorcy lub odbioru zasilanego przez transformator?
- Jak wysoki jest koszt przestoju związany z awarią jednostki?
- Jaki jest średni stopień obciążenia transformatora?

- Czy jednostka jest poddawana cyklicznie przeciążeniom?
- Czy zakłada się wzrost obciążenia urządzenia w przyszłości?
- Czy istnieje redundancja lub rezerwowanie mocy po stronie DN urządzenia?
- Czy proces naprawy lub wymiany transformatora jest utrudniony?

Mając na uwadze powyższe, każde oceniane urządzenie musi być poddane indywidualnej analizie w celu określenia jego znaczenia. Zabieg ten jest dokonywany zazwyczaj jednokrotnie dla każdego urządzenia – w momencie pierwszego wyznaczania wskaźnika zdrowia, po czym ta sama krytyczność przyjmowana jest przy każdej kolejnej analizie. Jedyną sytuacją, w której należy ponownie rozważyć znaczenie transformatora, jest zmiana jego warunków lub charakteru pracy.

Każda kategoria krytyczności ma przypisane progi ogólnej oceny dla danej procentowej wartości wskaźnika zdrowia. Progi te wyznaczone są dla całego zakresu osiągalnych rozwiązań, gdzie 0 punktów to odpowiednio 0%, a 10 punktów to 100% osiągalnej wartości indeksu. Skala użyta w zaproponowanej metodzie jest czterostopniowa, na którą składają się następujące oceny uzyskanego wyniku: dobry, przeciętny, mierny oraz ryzykowny. Szczegółowa klasyfikacja przedstawiona została w tabeli 5.13.

Tabela 5.13. Kryteria ogólnej oceny uzyskanego wyniku w zależności od znaczenia transformatora

Ocena	Krytyczność „0”	Krytyczność „1”	Krytyczność „2”	Krytyczność „3”
Dobry	0 – 5%	0 – 10%	0 – 15%	0 – 15%
Przeciętny	5 – 15%	10 – 20%	15 – 25%	15 – 30%
Mierny	15 – 30%	20 – 40%	25 – 50%	30 – 55%
Ryzykowny	30 – 100%	40 – 100%	50 – 100%	55 – 100%

Wskazane w powyższej tabeli progi oceny mają progresywny charakter narzucając wyższe wymagania dotyczące stanu technicznego dla urządzeń o większej krytyczności. Podczas ustalania kryteriów uwzględniono wpływ poszczególnych własności na całkowity wynik punktowy indeksu zdrowia. Należy jednak pamiętać, że oceny te informują o ogólnym stanie jednostki w oparciu o przeprowadzone badania, dlatego wynik ten jest rozpatrywany w szerokim kontekście. Wyznaczone wartości w fazie projektowania odniesione zostały do rzeczywistych wyników oraz rozkładów statystycznych populacji (szerzej omówionych w rozdziale 7), wskazując zasadność ich doboru.

Zrozumienie znaczenia powyższych ocen wymaga odpowiedniego kontekstu. Transformator o dobrej ocenie z dużym prawdopodobieństwem nie będzie sprawiał problemów w kolejnych latach eksploatacji. Urządzenia uznawane za przeciętne wciąż cechują się odpowiednim stanem technicznym, jednakże wyniki wskazują na występowanie pierwszych oznak starzenia lub objawów defektu wewnętrznego. Wyniki jednostek uznanych za mierne odzwierciedlają istniejące problemy wewnątrz jednostki lub stan po ich przebyciu. Transformatory klasyfikowane jako ryzykowne stanowią zagrożenie w działaniu lokalnej sieci elektroenergetycznej, co często kwalifikuje je jako

niezdatne do dalszej pracy z zaleceniem przeprowadzenia remontu lub wycofania jednostki z eksploatacji. Z uwagi na różne sposoby eksploatacji transformatorów tolerancja na ryzyko zmienia się, co zostało uwzględnione poprzez zacieśnienie progów oceny dla jednostek o większym znaczeniu.

Jeżeli użycie zaproponowanej metody ograniczone jest do jednorazowej ewaluacji wyniku punktowego indeksu zdrowia, to istnieje ryzyko niewłaściwej oceny, gdy pojedyncza własność lub grupa parametrów odbiega od określonych norm. W tym celu, skonstruowane zostały dodatkowe, opcjonalne reguły oceny, które mają za zadanie zwrócić uwagę użytkownika indeksu zdrowia na wyniki odbiegające od typowych. Zalecenia diagnostyczne są uzupełnieniem ogólnej oceny stanu technicznego, alarmując o zagrożeniach w dalszej eksploatacji transformatora.

W pierwszej kolejności sprawdzeniu poddawane są poszczególne podindeksy, a kryteria oceny ich wyniku są identyczne jak te zawarte w tabeli 5.13. Ze względu na zróżnicowanie wag zawartych w nich parametrów może dojść jednak do sytuacji, gdy pomimo znacznego pogorszenia pojedynczej własności wynik punktowy całego podindeksu dalej będzie niski. Aby się przed tym uchronić, narzucony jest dodatkowy warunek – jeżeli funkcja któregokolwiek parametru (dla HI_{OIL} i HI_{ISO}) lub dwóch parametrów (dla HI_{DGA}) osiągnie wartość maksymalną 10 punktów, to ocena podindeksu jest automatycznie klasyfikowana jako ryzykowna.

Po wyznaczeniu oceny pomocniczej dla każdej z głównych podkategorii, rezultaty wykorzystywane są do określenia zaleceń diagnostycznych dla końcowego indeksu zdrowia. Reguły ich wyznaczania przedstawione są w tabeli 5.14. Ostatnie z zaleceń, sugerujące odstawienie transformatora, jest swoistym „bezpiecznikiem”, który ma na celu uświadomienie diagnosty o skrajnie złym stanie jednego z parametrów fizykochemicznych oleju.

Tabela 5.14. Dodatkowe zalecenia diagnostyczne przy ocenie zaproponowanym indeksem zdrowia

Zalecenia diagnostyczne	Warunki, które muszą zostać spełnione
Brak uwag	Każdy z podindeksów oceniony jest jako dobry
Przejawia pierwsze oznaki starzenia	Jeden lub więcej z podindeksów oceniony jest jako przeciętny
Wymagana diagnostyka	Jeden lub więcej z podindeksów oceniony jest jako mierny
Wymagane działanie	Jeden lub więcej z podindeksów oceniony jest jako ryzykowny
Wymagane wyłączenie	Jeden lub więcej z parametrów podindeksu HI_{OIL} osiągnął wartość maksymalną (10 punktów), wskazującą na konieczność wyłączenia transformatora

6. Charakterystyka grupy badawczej

Głównym zamysłem w tworzeniu populacji badawczej była chęć przetestowania proponowanych rozwiązań oraz walidacji założeń przy użyciu danych uzyskanych w warunkach rzeczywistych. Z tego tytułu, grupa badawcza powstała na bazie wieloletniej współpracy z firmą Energo-Complex oraz Ośrodkiem Badawczo-Rozwojowym Energetyki (OBRE). Udostępnione zbiory były wieloletnimi danymi archiwalnymi laboratorium olejowego działającego w Piekarach Śląskich. Ze względu na charakter współpracy oraz ochronę dóbr oraz informacji klientów, wszelkie dane o grupie badawczej zawarte w niniejszej pracy doktorskiej zostały odpowiednio zanonimizowane.

Znaczącym problemem w analizie populacji transformatorów jest duża różnorodność występujących konstrukcji. Urządzenia pochodzące od różnych producentów, nawet jeżeli cechują się niemal identycznymi parametrami technicznymi na tabliczkach znamionowych, ze względu na wykorzystanie odmiennych materiałów oraz różnych technik produkcyjnych będą się inaczej zachowywać w eksploatacji oraz będą cechować się odmienną problematyką w zakresie zmian starzeniowych. Ograniczenie analizy do pojedynczych konstrukcji (tzw. jednostek bliźniaczych) dałoby bardzo dokładny obraz analizowanych zagadnień, ale byłby to tylko bardzo niewielki wycinek problematyki obserwowanej w krajowej populacji transformatorów. Do stworzenia odpowiedniej grupy badawczej, konieczne było zatem spełnienie trzech poniższych warunków:

- Uwzględnienie transformatorów pracujących w różnych warunkach eksploatacyjnych, tak aby populacja badawcza zawierała urządzenia o różnym średnim stopniu obciążenia.
- Selekcja transformatorów, które były kilkakrotnie poddawane diagnostyce oleju w latach poprzedzających (przynajmniej trzykrotnie w okresie trzech lat).
- Wyszczególnienie z całej populacji grup transformatorów o podobnych warunkach pracy w celu obserwacji procesów charakterystycznych dla każdej z grup.

Poza powyższymi warunkami, wyselekcjonowane urządzenia cechowały się kilkoma innymi „punktami wspólnymi”. Wszystkie urządzenia uwzględnione w analizie pracowały w polskim systemie elektroenergetycznym. W całej populacji znajdowało się wiele dużych grup urządzeń eksploatowanych przez największe podmioty sieciowe oraz przemysłowe, co pozwalało przyjąć, że dla każdej z tych grup zasady eksploatacji oraz przeglądów okresowych odbywały się na podstawie ustalonych procedur (dedykowanych instrukcji zakładowych lub Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów). Dodatkowo, analizy olejowe przeprowadzane były przez ten sam doświadczony ośrodek badawczy, co zapewniało powtarzalność procedur diagnostycznych oraz wiarygodność wyników.

Należy również podkreślić, że wszystkie transformatory uwzględnione w grupie badawczej jako medium elektroizolacyjne wykorzystywały olej mineralny. Wybór ten

podyktowany był niemal monopolistyczną pozycją rynkową w krajowej energetyce tego typu izolacji ciekłej, która wynika ze stosunkowo niższych kosztów zakupu w porównaniu do urządzeń wypełnionych alternatywnymi cieczami izolacyjnymi. Udział urządzeń wypełnionych olejem mineralnym będzie spadał z czasem, ale ze względu na barierę kosztową proces ten nie będzie przebiegał szybko, o ile nie zostaną wprowadzone dodatkowe bariery legislacyjne lub zwiększone obostrzenia środowiskowe.

Pierwszą grupą transformatorów uwzględnioną w populacji są zespoły blokowe, czyli urządzenia pracujące w sektorze wytwarzania energii jako transformatory blokowe lub transformatory potrzeb własnych bloków energetycznych. Transformatory blokowe cechują się wysoką krytycznością, gdyż awaria urządzenia powoduje całkowitą niezdolność do pracy jednostki wytwórczej oraz generację olbrzymich kosztów związanych z postojem. Urządzenia te cechują się bardzo wysokim średnim wskaźnikiem obciążenia, gdyż najmniejsza generacja mocy w trakcie pracy konwencjonalnych bloków węglowych to około 30-40% znamionowej mocy transformatora blokowego, a praca bloku energetycznego na parametrach znamionowych to obciążenie na poziomie powyżej 80%. Transformatory potrzeb własnych cechują się niższym średnim obciążeniem, ale również są ważne z punktu widzenia eksploatacji jednostek energetycznych. Są one zasilane bezpośrednio z szyn turbogeneratora, co sprawia że urządzenia procesowe jednostki wytwórczej mogą być zasilane bezpośrednio z produkowanej energii (pomniejszając tym samym generację mocy netto bloku energetycznego) bez konieczności pobierania jej z zewnętrznej sieci, co wiązałoby się z dodatkowymi kosztami.

Kolejnym typem urządzeń wykorzystanym w analizie są urządzenia pracujące w przemyśle hutniczym. Transformatory te pracują w układach zasilających piece łukowe, w których łuk elektryczny wykorzystywany jest do wytopu wyrobów metalurgicznych. Urządzenia te w porównaniu do pozostałych uwzględnionych grup cechują się ekstremalnymi warunkami pracy ze względu na niemal ciągłą pracę strony wtórnej w warunkach zwarciovych, duże prądy robocze, wysoką zawartość wyższych harmonicznych, ciągłą konieczność regulacji oraz trudne warunki środowiskowe. Grupa transformatorów zasilających piece łukowe traktowana jest jako wykonanie specjalne i nie jest typowo zestawiana z konwencjonalnymi konstrukcjami transformatorów energetycznych, ale została ona uwzględniona w analizie w celu sprawdzenia, czy zaproponowane rozwiązanie ma zastosowanie dla urządzeń o najbardziej wymagającym trybie pracy.

Trzecią grupą zaliczoną do populacji badawczej są transformatory pracujące w sieciach przesyłowych energii elektrycznej. Urządzenia te pełnią ważną funkcję łącząc regionalne linie przesyłowe wysokiego napięcia z sieciami średniego napięcia umożliwiając łatwą dystrybucję zasilania liniami kablowymi w obszarach zurbanizowanych. Niezawodność transformatorów dystrybucyjnych jest niezbędna w celu optymalnej pracy systemu elektroenergetycznego. Jednostki te generalnie cechują się niskim średnim obciążeniem, ale profil obciążenia może ulec zmianie w przypadku konieczności rekonfiguracji sieci wynikającej z awarii występującej w innym miejscu, co może skutkować pracą przeciążeniową urządzenia. Grupa tych

transformatorów jest głównie w posiadaniu dużych przedsiębiorstw sieciowych, które mają doświadczenie eksploatacyjne oraz posiadają dedykowane zespoły diagnostyczne. Powyższe pozwala stwierdzić, że poziom obsługi tych urządzeń jest wysoki.

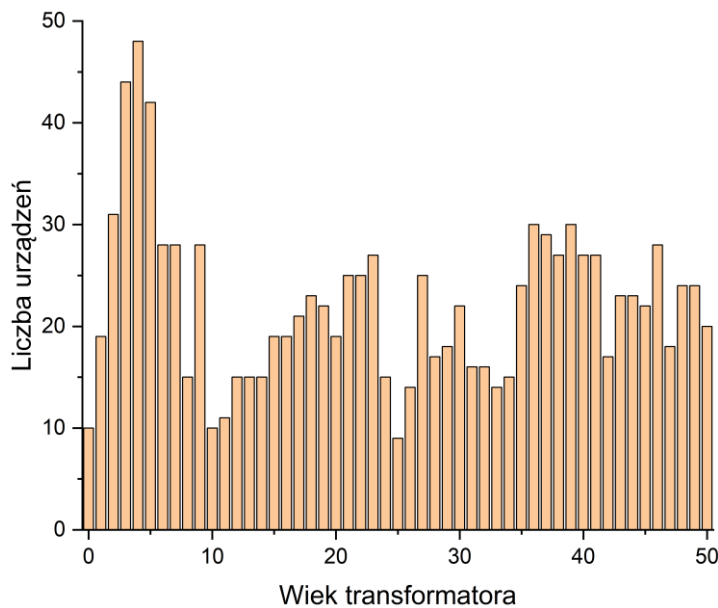
Ostatnią z grup uwzględnioną w analizie są transformatory pracujące w przemyśle. W tym podtypie zawarte były zarówno duże jednostki zasilające całe zakłady przemysłowe, jak i pojedyncze urządzenia zasilające pojedyncze odbiory lub linie technologiczne. Niezawodność transformatorów przemysłowych bezpośrednio wpływa na pracę ich właścicieli, gdyż nieplanowane przestoje ograniczają ich zakres działalności. Jednostki te cechują się różnym średnim poziomem obciążenia, ale ze względów technologicznych często stosuje się podwójne układy zasilania (każdy z transformatorów jest zdolny mocowo utrzymać pracę danego odcinka sieci), co efektywnie przekłada się na projektowanie średniego obciążenia transformatora w przedziale 40-60% przy znamionowej pracy odbioru. Dodatkowo, praktyka przeglądów okresowych oraz diagnostyki urządzeń w zakładach przemysłowych bywa oportunistyczna, gdyż terminy oraz dostępność są dyktowane przez plany wynikające z kontraktów handlowych. Służby utrzymania ruchu wykorzystują zatem nadarzające się okazje wynikające z awarii innych urządzeń skutkujących przestojami, aby ocenić stan urządzenia częściej niż planowany postój remontowy co 3-5 lat.

W pierwotnej formie w grupie badawczej znalazło się 256 transformatorów, które były poddawane analizie łącznie 1229 razy. W początkowych pracach wykorzystywana była cała populacja, ale w trakcie badań podjęta została decyzja o wprowadzeniu kryterium maksymalnego wieku urządzenia na poziomie 50 lat. Wynikało to z dwóch obserwacji – udział transformatorów w wieku między 51 a 70 lat był stosunkowo niewielki (mniej niż 10% całkowitej populacji) oraz urządzenia te cechowały się w większości dobrym stanem technicznym wynikającym z przebytych remontów lub dobrych warunków eksploatacji. Ogólnie nie zauważono stopniowego pogarszania się średniego stanu technicznego powyżej 50 roku życia transformatora, co mając na uwadze projektowy czas życia transformatora na poziomie 25-30 lat pozwala stwierdzić, że przekroczenie tej granicy następuje ze względu na nadzwyczajnie dobry stan techniczny względem średniej populacyjnej. W związku z nałożonym limitem wiekowym, grupa testowa używana do sprawdzenia indeksu zdrowia składała się z 233 transformatorów analizowanych 1133 razy.

Przejście z analizy pojedynczych badań do oceny zmian między kolejnymi badaniami wymuszało eliminację pierwszego rekordu dla każdego z analizowanych transformatorów. Z powodu przyjętych kryteriów analizy długoterminowej (minimum 3 sprawdzenia w ciągu 3 lat) część badawcza dotycząca oceny zmian wartości indeksu zdrowia między kolejnymi badaniami została przeprowadzona na grupie pomniejszonej do 750 rekordów. Dodatkowe warunki nałożone na ocenę zmian wartości indeksu (kolejne badania w odstępie niemniejszym niż 90 dni) oraz analizę największych przyrostów i spadków indeksu zdrowia (kolejne badania w odstępie nie większym niż 2,5 roku) miały niewielki wpływ na dalsze zawężenie grupy testowej.

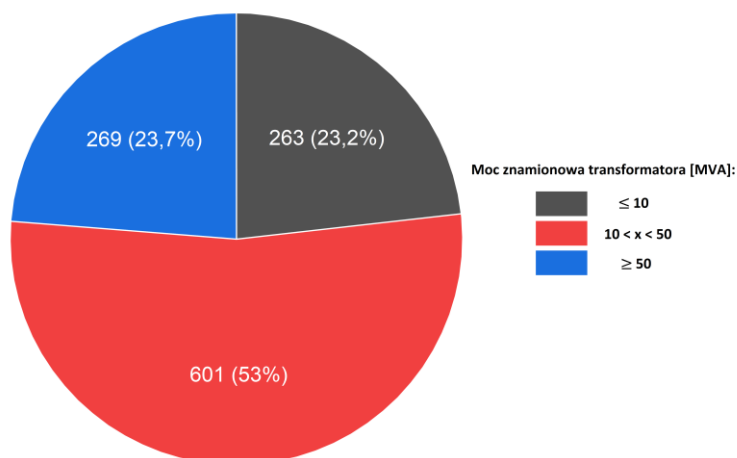
Struktura wieku transformatorów uwzględnionych w pełnej populacji badawczej (1133 analiz) przedstawiona jest na rysunku 6.1. Praktycznie niemożliwym zadaniem

był równomierny wiekowo dobór urządzeń, ale podjęto starania, aby każda dekada życia transformatora była adekwatnie reprezentowana. Ze względu na dużą skalę inwestycji w krajowej energetyce w ostatnich latach widoczny jest najwyższy udział transformatorów o krótkim okresie eksploatacji.



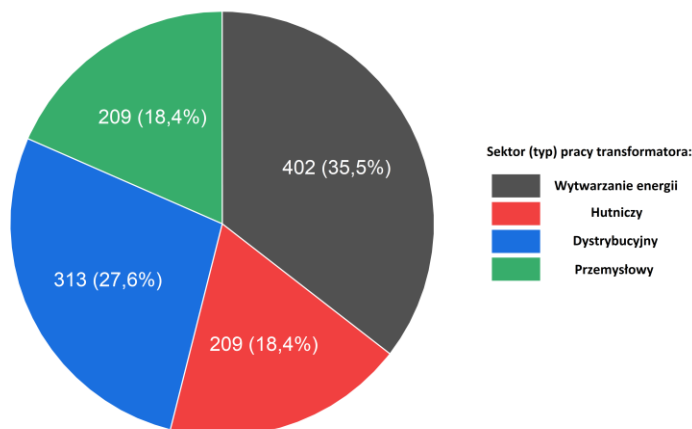
Rysunek 6.1. Dystrybucja wieku transformatorów uwzględnionych w grupie testowej

Badania przeprowadzone zostały na transformatorach o szerokim zakresie mocy znamionowych od 2 do 270 MVA. Przedział ten pozwalał uwzględnić szeroki wachlarz zastosowań – od małych transformatorów przemysłowych po wyprowadzenie mocy z najpopularniejszego krajowego typu jednostki wytwórczej (bloki węglowe klasy 200 MW). Największą reprezentację w grupie testowej miały urządzenia średniej mocy, co ukazano na rysunku 6.2.



Rysunek 6.2. Podział populacji ze względu na moc znamionową transformatorów

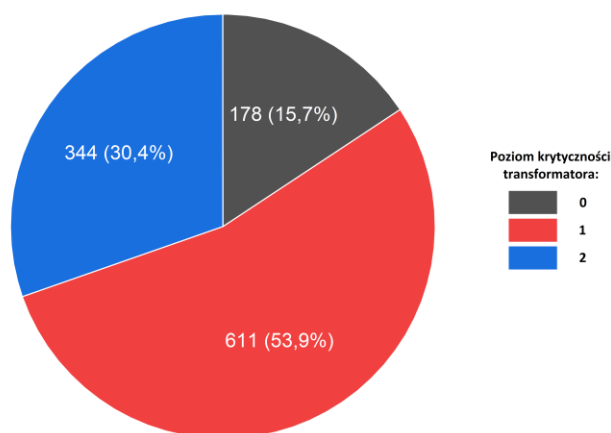
Rozkład statystyczny populacji ze względu na charakter pracy ukazano na rysunku 6.3. W każdej z grup uwzględniono więcej niż 200 analiz, a najliczniej reprezentowane były zespoły blokowe (ponad 400 analiz) ze względu na występowanie urządzeń w parach.



Rysunek 6.3. Podział grupy testowej ze względu na typ pracy urządzeń

Podział urządzeń ze względu na krytyczność (omówioną w rozdziale 5.3) przedstawiony został na rysunku 6.4. Brak urządzeń o najniższej krytyczności wynikał z dwóch przyczyn – badanie dotyczyło transformatorów mocy, a niewielka ilość urządzeń zaliczających się do grupy III według [104] ze względu na znaczenie eksploatacyjne została podniesiona do rangi drugiej. W ramach analizy, dokonano ujednoczenia krytyczności dla transformatorów o tym samym typie, co przedstawia się następująco:

- Krytyczność „0” – transformatory blokowe.
- Krytyczność „1” – transformatory potrzeb własnych bloków energetycznych, duże jednostki dystrybucyjne oraz przemysłowe, transformatory hutnicze.
- Krytyczność „2” – pozostałe transformatory dystrybucyjne oraz przemysłowe.



Rysunek 6.4. Podział populacji badawczej ze względu na krytyczność urządzeń

Prace związane z doбором grupy testowej odbywały się na przestrzeni wielu lat, zaczynając od wyników małych populacji transformatorów, a kończąc na zbiorze przekraczającym tysiąc analiz parametrów oleju. Dobór urządzeń, niezaburzający nadmiernie proporcji grupy badawczej (względem wieku, typu oraz krytyczności), wymagał starannej selekcji ze zbiorów archiwalnych analiz olejowych laboratorium OBRE. Dodatkowo, kolejne akwizycje danych pomagały rozwijać bazę o następne (najświeższe) rekordy dla jednostek poddawanych wieloletnim obserwacjom. Powyższe pozwalają stwierdzić, że zebrana grupa testowa jest odpowiednia do sprawdzenia działania proponowanego indeksu zdrowia oraz oceny wielkości zmian między kolejnymi badaniami.

7. Wyniki doświadczalne – ocena stanu technicznego

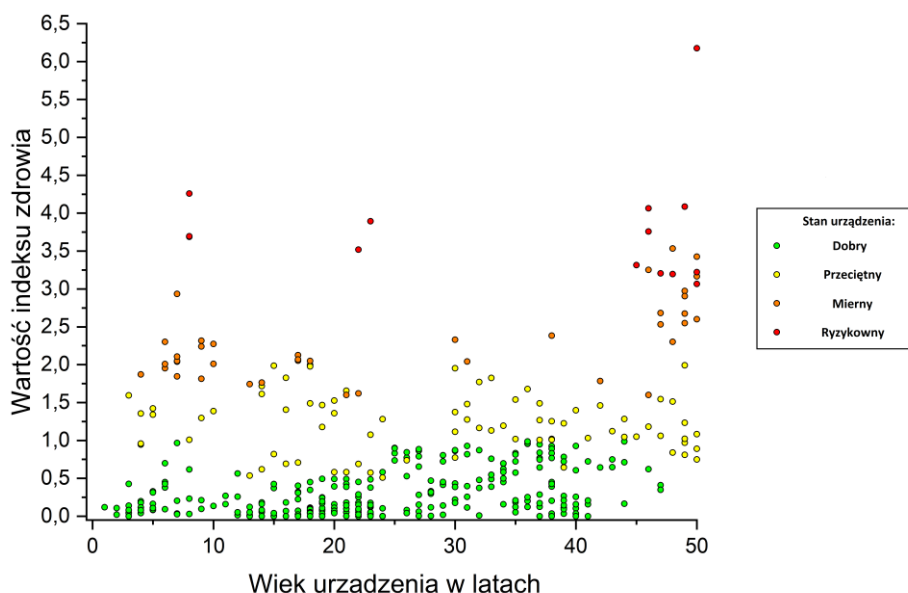
Rozdział ten poświęcony jest prezentacji oraz interpretacji wyników uzyskanych podczas analizy zaproponowaną w rozdziale 5 metodą omówionej w rozdziale 6 populacji badawczej. Ocena stanu technicznego została wykonana indywidualnie dla każdej z wyszczególnionych podgrup transformatorów oraz dla całej grupy testowej. Poza prezentacją wyników, określone zostały zależności średniej wartości wskaźnika zdrowia względem wieku jednostki dla dwóch scenariuszy starzenia urządzeń.

7.1. Zespoły blokowe

Złożona z 402 analiz grupa zespołów blokowych była najliczniej reprezentowana w populacji testowej. Wyniki jej oceny znajdują się w tabeli 7.1, a reprezentację graficzną z uwzględnieniem wieku urządzeń przedstawiono na rysunku 7.1.

Tabela 7.1. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego transformatorów pracujących jako zespoły blokowe

Informacje o populacji	Ogólny stan techniczny transformatora			
	Dobry	Przeciętny	Mierny	Ryzykowny
Liczba urządzeń	273	76	39	14
Udział procentowy	67,9%	18,9%	9,7%	3,5%

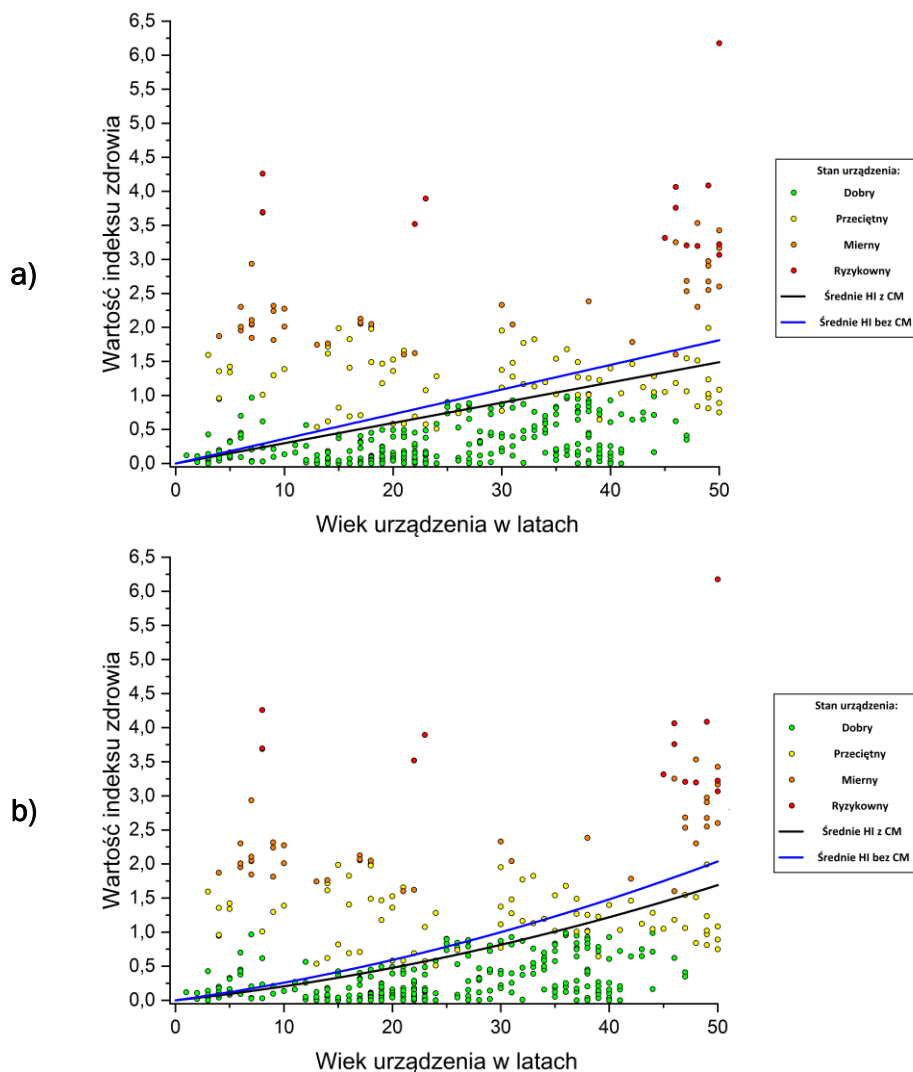


Rysunek 7.1. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących jako zespoły blokowe

Przedstawione w tabeli 7.1 wyniki wskazują, że stan techniczny przeważającej części urządzeń nie budzi zastrzeżeń. Wraz ze wzrostem wieku transformatorów widoczna jest coraz większa tendencja do pogarszania się ogólnego stanu jednostki, co szczególnie nasila się po wkroczeniu w piątą dekadę życia urządzenia. Charakterystyczna jest również duża koncentracja ocen przeciętnych oraz miernych w pierwszych dwudziestu latach eksploatacji, która na tle pozostałych wyników populacyjnych wyraźnie wskazuje na problemy eksploatacyjne lub przyspieszone starzenie urządzeń. Transformatory sklasyfikowane jako ryzykowne odnaleźć można w całym zakresie wiekowym, jednakże przypadki występowania tej oceny dla urządzeń w projektowanym czasie życia transformatora są sporadyczne i pochodzą od pojedynczych urządzeń znacząco odbiegających stanem technicznym od rówieśników.

Dalsza analiza wyników, polegająca na określeniu średnich wyników indeksu zdrowia dla analizowanej podgrupy, oparta była na dwóch przeliczeniach. Pierwsze z nich polegało na wykorzystaniu wszystkich dostępnych danych, aby uzyskać informację o estymowanej średniej wartości indeksu zdrowia w całym przedziale wiekowym. Ten sposób wyliczenia oddawał realny charakter eksploatacji urządzeń, uwzględniając zewnętrzny czynnik jakim są działania użytkownika na rzecz poprawy stanu technicznego. Drugie przeliczenie wykonane zostało z wykluczeniem wyników po interwencji operatora w stan techniczny jednostki (strategia bezobsługowa). Pominięte wyniki były rezultatem zabiegów konserwacyjnych oleju elektroizolacyjnego oraz remontów urządzeń, których wartości indeksu zdrowia po wykonaniu procedur były znacząco niższe od wielkości obserwowanych dla jednostek w podobnej grupie wiekowej. Zabieg ten miał na celu określenie przybliżonej charakterystyki naturalnego starzenia transformatorów. Pierwsze przeliczenie zostało określone jako „Średnie HI z CM” (CM, ang. *Corrective Maintenance* – konserwacja naprawcza), a kolejne jako „Średnie HI bez CM”. Graficzna reprezentacja na tle wyników grupy przedstawiona została na rysunku 7.2.

Zastosowanie dwóch różnych typów regresji wykonane zostało w celach porównawczych. Do tego celu wykorzystany został współczynnik determinacji (R^2), który został określony dla każdej z analizowanych funkcji. Istotny jest również fakt, że z góry narzucony został punkt startowy dla aproksymacji, nawet kosztem osiągnięcia wyższej korelacji. Warunek ten wynikał z tego, że niemal wszystkie nowe transformatory oddawane do eksploatacji zgodnie z wytycznymi [62, 104] osiągają wynik punktowy indeksu zdrowia o wartości 0.



Rysunek 7.2. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego transformatorów pracujących jako zespoły blokowe: **a)** regresja liniowa; **b)** regresja wielomianowa

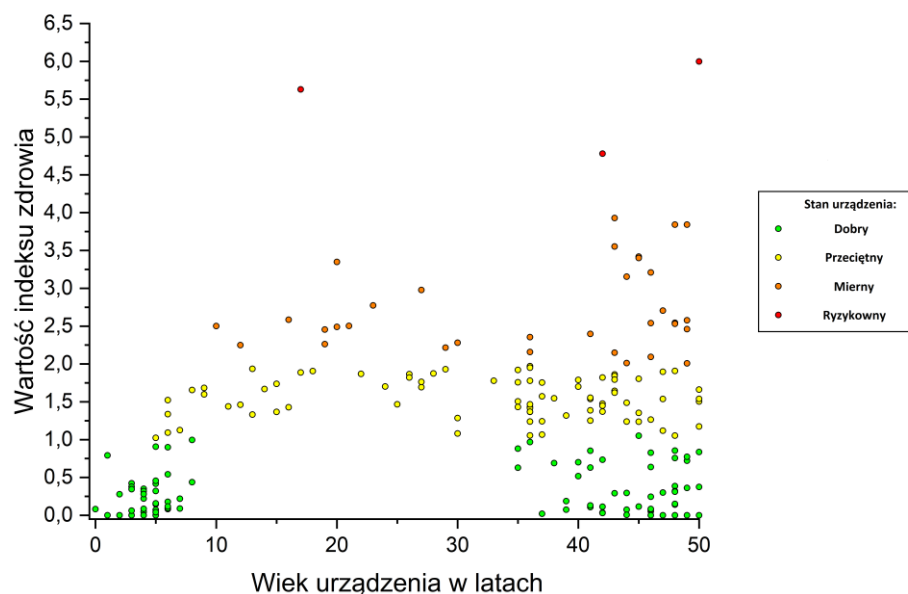
Zastosowanie dwóch różnych typów regresji wykonane zostało w celach porównawczych. Do tego celu wykorzystany został współczynnik determinacji (R^2), który został określony dla każdej z analizowanych funkcji. Istotny jest również fakt, że z góry narzucony został punkt startowy dla aproksymacji, nawet kosztem osiągnięcia wyższej korelacji. Warunek ten wynikał z tego, że niemal wszystkie nowe transformatory oddawane do eksploatacji zgodnie z wytycznymi [62, 104] osiągają wynik punktowy indeksu zdrowia o wartości 0.

W obu przypadkach wyraźny jest wpływ konserwacji naprawczej na średnią wartość indeksu zdrowia, co szczególnie widać w późniejszym wieku transformatorów. Kształt regresji wielomianowej wskazuje na przyspieszenie wzrostu wartości indeksu zdrowia wraz z rosnącym wiekiem jednostki. Współczynnik determinacji jest zbliżony dla obu regresji (z CM wynosi 0,70, a bez CM 0,77) z niewielką korzyścią dla regresji

wielomianowej. Obserwowana wyższa korelacja dla strategii bezobsługowej wynika z wykluczenia z analizy danych znacznie odbiegających od średniej populacyjnej.

7.2. Transformatory hutnicze

Drugą z analizowanych populacji, składającą się z 209 analiz, były transformatory pracujące w przemyśle hutniczym. Wyniki indywidualnej oceny urządzeń znajdują się w tabeli 7.2, a rozkład uzyskanych rezultatów z uwzględnieniem wieku urządzeń przedstawiono na rysunku 7.3.



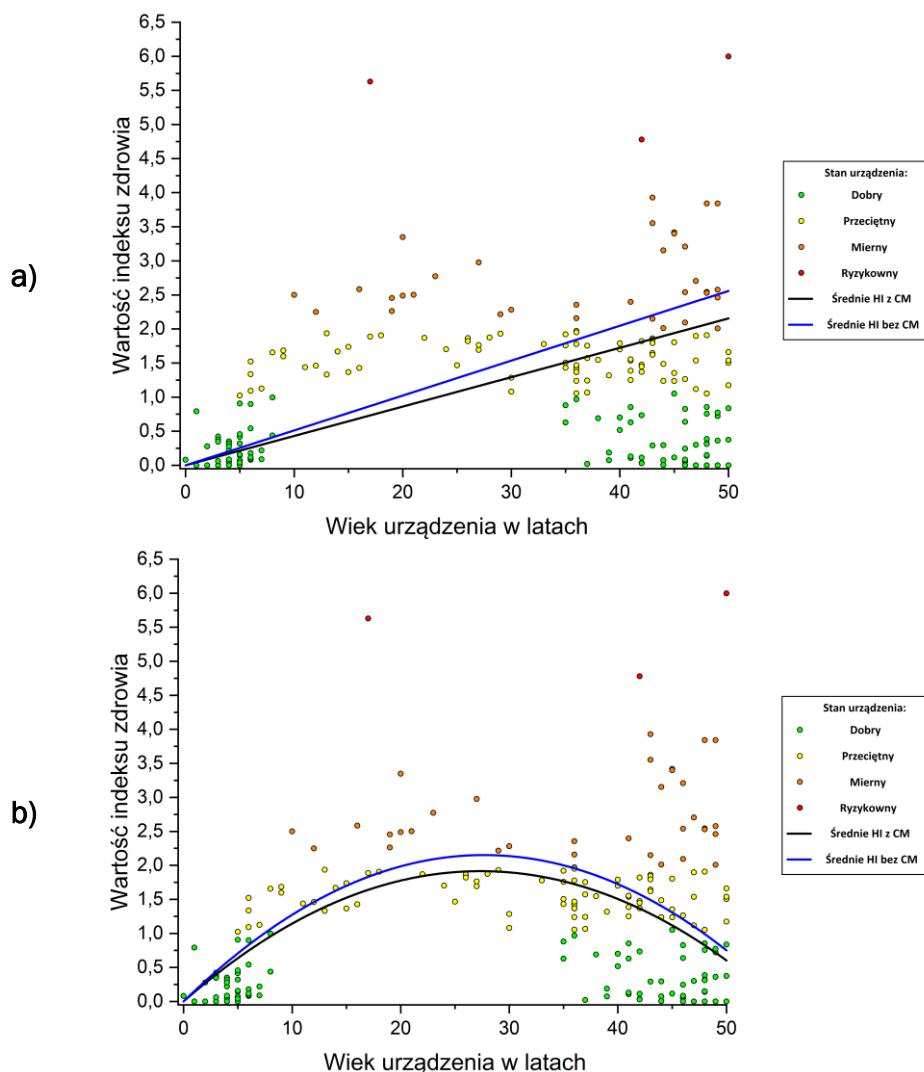
Rysunek 7.3. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących jako transformatory hutnicze

Tabela 7.2. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego urządzeń pracujących jako transformatory hutnicze

Informacje o populacji	Ogólny stan techniczny transformatora			
	Dobry	Przeciętny	Mierny	Ryzykowny
Liczba urządzeń	93	80	33	3
Udział procentowy	44,5%	38,3%	15,8%	1,4%

Najwyższy odsetek wyników w tej populacji stanowi ocena dobra, która występuje w dużych koncentracjach na obu krańcach spektrum wiekowego. W przekroju projektowanego czasu życia urządzenia widać gradualnie postępujące zmiany starzeniowe, które kończą się około 30 roku życia jednostki. Powyżej tej granicy występuje różnorodność wyników, co wynika z obecności zarówno urządzeń o ponadprzeciętnym stanie technicznym, jak i jednostek o różnym stopniu zesterzenia. Wysokie wyniki punktowe w populacji występują w dwóch etapach – drugiej i trzeciej

dekadzie życia transformatora (projektowy okres eksploatacji) oraz w piątej dekadzie (rzeczywisty końcowy etap życia). Średnie wartości indeksu zdrowia wyznaczone w sposób identyczny jak dla zespołów blokowych znajdują się na rysunku 7.4.



Rysunek 7.4. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego urządzeń pracujących jako transformatory hutnicze: **a)** regresja liniowa; **b)** regresja wielomianowa

Kształt funkcji w obu regresjach znacząco różni się, co wynika ze wskazanej wcześniej dużej ilości dobrych wyników występujących w piątej dekadzie życia analizowanej populacji. W przypadku regresji wielomianowej maksimum wypada w okolicach projektowanego czasu życia jednostki (25-30 lat), a dalej obserwowany jest spadek wynikający z występowania znacznego odsetka urządzeń o lepszym stanie technicznym niż młodsze transformatory. Zjawisko to może wynikać ze specyficznych, trudnych warunków eksploatacyjnych, które są w stanie wyeliminować z dalszej pracy transformatory o nieodpowiednim wykonaniu oraz stosunkowo długiego okresu

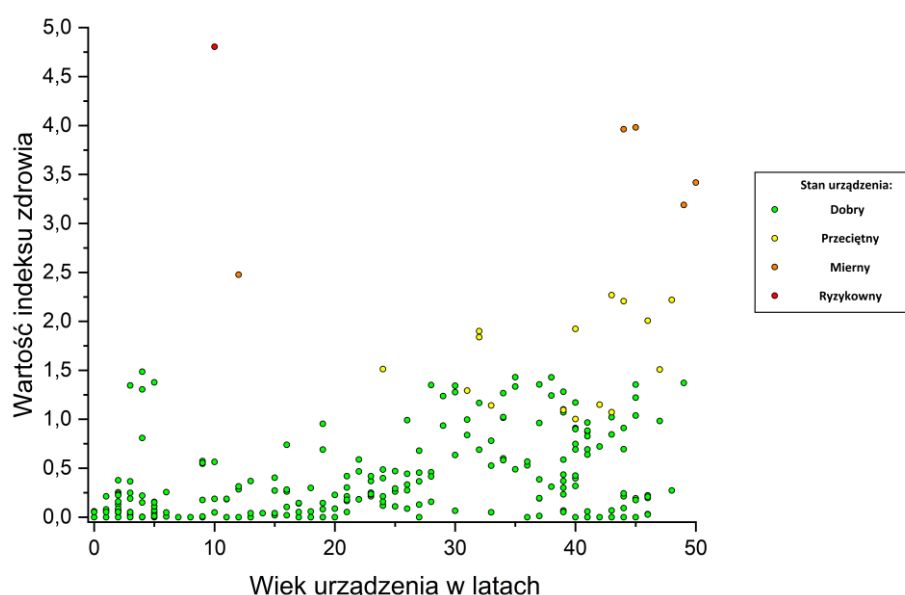
obserwacji względem realnego czasu życia tego typu urządzeń. Kształt funkcji może również być warunkowany specyfiką testowej populacji (mniejszy udział urządzeń będących w drugiej oraz trzeciej dekadzie w eksploatacji), jednakże ilość dostępnych danych w tym segmencie jest ograniczona, a sytuacja ta jest podyktowana intensywnością procesów inwestycyjnych podjętych w okresie gospodarki wolnorynkowej w Polsce, która jest szczególnie nasiloną w ostatnim dziesięcioleciu. Dla badanej grupy występuje duża różnica współczynnika determinacji na korzyść regresji wielomianowej, który wynosi dla strategii typowej oraz bezobsługowej odpowiednio 0,80 oraz 0,89, podczas gdy dla regresji liniowej współczynniki te wynoszą 0,60 oraz 0,68.

7.3. Transformatory dystrybucyjne

Kolejną grupą poddaną analizie były transformatory pracujące w sieciach dystrybucyjnych. Grupa ta była drugą najliczniejszą, składającą się z 313 indywidualnych analiz. Wyniki oceny stanu technicznego transformatorów znajdują się w tabeli 7.3, a graficzna reprezentacja z uwzględnieniem wieku urządzeń przedstawiona jest na rysunku 7.5.

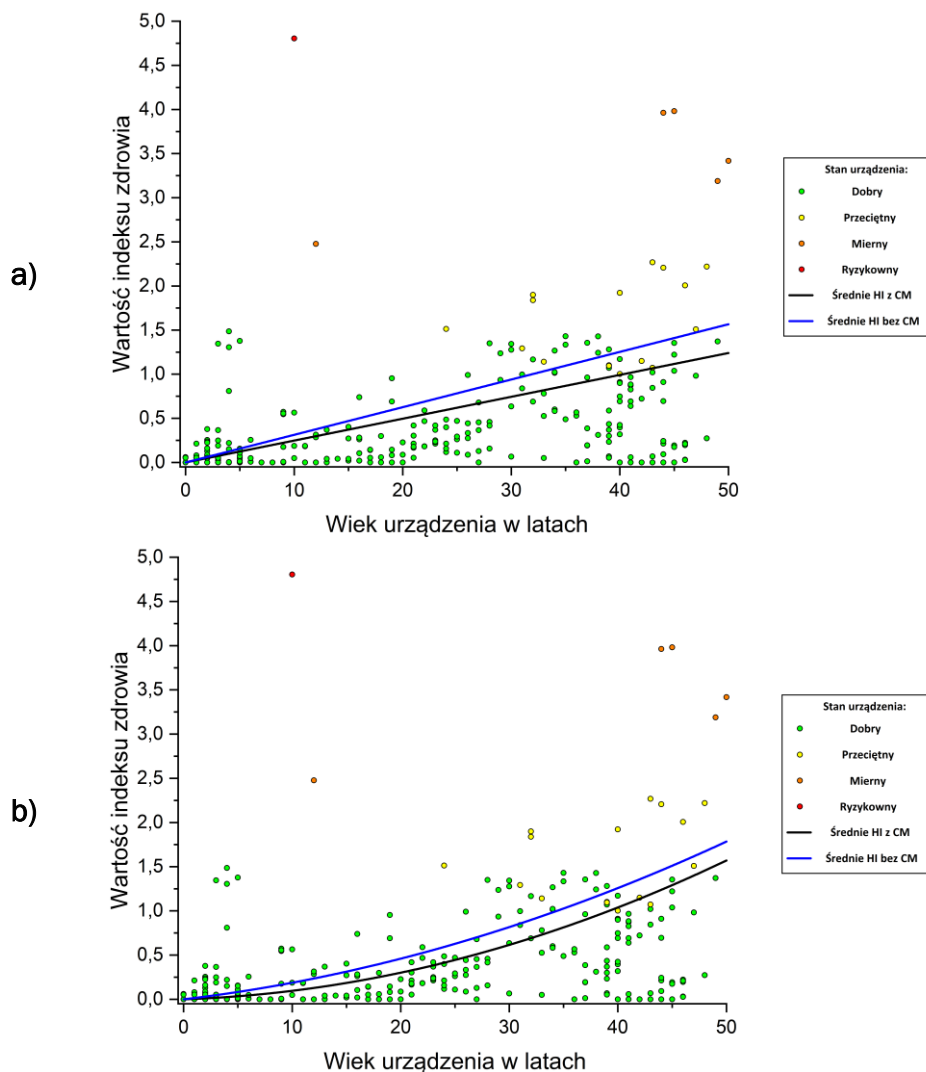
Tabela 7.3. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych

Informacje o populacji	Ogólny stan techniczny transformatora			
	Dobry	Przeciętny	Mierny	Ryzykowny
Liczba urządzeń	292	15	5	1
Udział procentowy	93,3%	4,8%	1,6%	0,3%



Rysunek 7.5. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych

Wyniki z tabeli 7.3 wskazują, że stan techniczny znacznej większości transformatorów klasyfikowany jest jako dobry. Oceny przeciętne pojawiają się dopiero w okolicach końca projektowego czasu życia jednostki i występują do końca założonego okresu analizy. Pojedyncze przypadki o wysokiej ocenie punktowej są bardzo oderwane od pozostałych rezultatów populacyjnych, świadcząc o podwyższonym ryzyku eksploatacyjnym. Niskie wartości obserwowane w populacji mogą świadczyć o dobrych warunkach eksploatacyjnych oraz odpowiedniej obsłudze i konserwacji. Wyznaczone średnie wyniki punktowe indeksu zdrowia dla tej grupy zostały zestawione z wynikami populacyjnymi na rysunku 7.6.



Rysunek 7.6. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego urządzeń pracujących w sieciach dystrybucyjnych: **a)** regresja liniowa; **b)** regresja wielomianowa

W obu przypadkach wyznaczone funkcje są rosnące w całym przedziale analizy. Dynamika zmian w projektowym czasie życia transformatora jest wyższa dla regresji

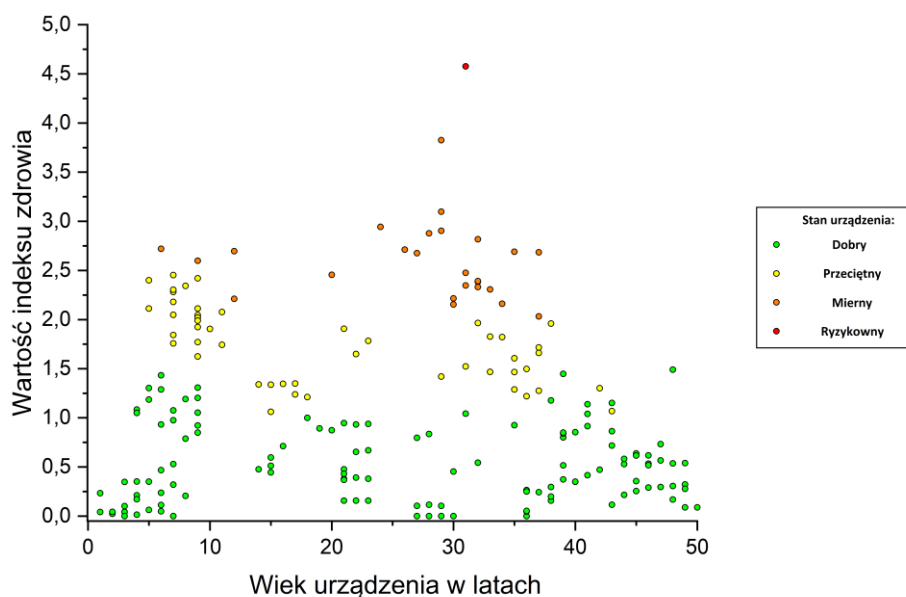
liniowej, ale po wejściu w czwartą dekadę sytuacja zmienia się na korzyść regresji wielomianowej. Przebieg funkcji wskazuje, że średni stan techniczny transformatora w zakładanym projektowo okresie eksploatacji jest dobry, a zmiana oceny na przeciętny następuje dopiero w czwartej dekadzie dla jednostek o wyższej krytyczności. Współczynnik determinacji jest nieznacznie wyższy dla regresji wielomianowej (z CM wynosi 0,75, a bez CM 0,81) niż dla regresji liniowej (odpowiednio 0,71 oraz 0,80).

7.4. Transformatory przemysłowe

Ostatnią z grup poddanych ewaluacji były transformatory pracujące w zakładach przemysłowych, które były reprezentowane przez 209 indywidualnych analiz. Wyniki indywidualnej oceny urządzeń znajdują się w tabeli 7.4, a rozkład uzyskanych rezultatów z uwzględnieniem wieku urządzeń przedstawiono na rysunku 7.7.

Tabela 7.4. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego transformatorów pracujących w zakładach przemysłowych

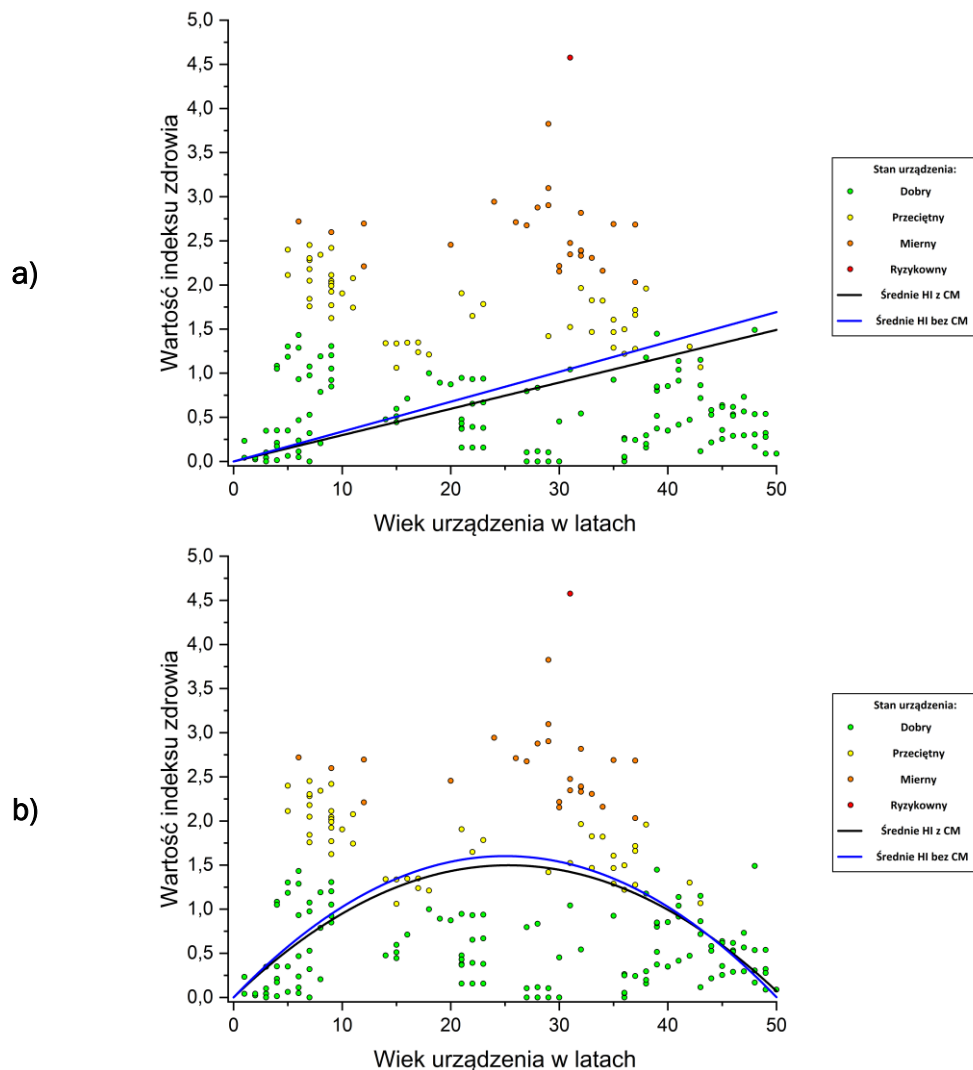
Informacje o populacji	Ogólny stan techniczny transformatora			
	Dobry	Przeciętny	Mierny	Ryzykowny
Liczba urządzeń	135	48	25	1
Udział procentowy	64,6%	23,0%	11,9%	0,5%



Rysunek 7.7. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących w zakładach przemysłowych

Niemal dwie trzecie wszystkich przeanalizowanych transformatorów w tej grupie cechowało się dobrym stanem technicznym. Występowanie podwyższonych wartości punktowych jest powszechne już od pierwszych lat eksploatacji, a szczytowe wyniki

obserwowane są około trzydziestego roku życia. Ostatnia dekada analizy składa się w głównej mierze z urządzeń o dobrej kondycji, co może wskazywać na podjęcie działań remontowych lub pozostawienie w eksploatacji jedynie jednostek o niewielkim ryzyku awarii. Wyniki średnich wartości punktowych indeksu zdrowia dla dwóch zaproponowanych przeliczeń przedstawiono na rysunku 7.8.



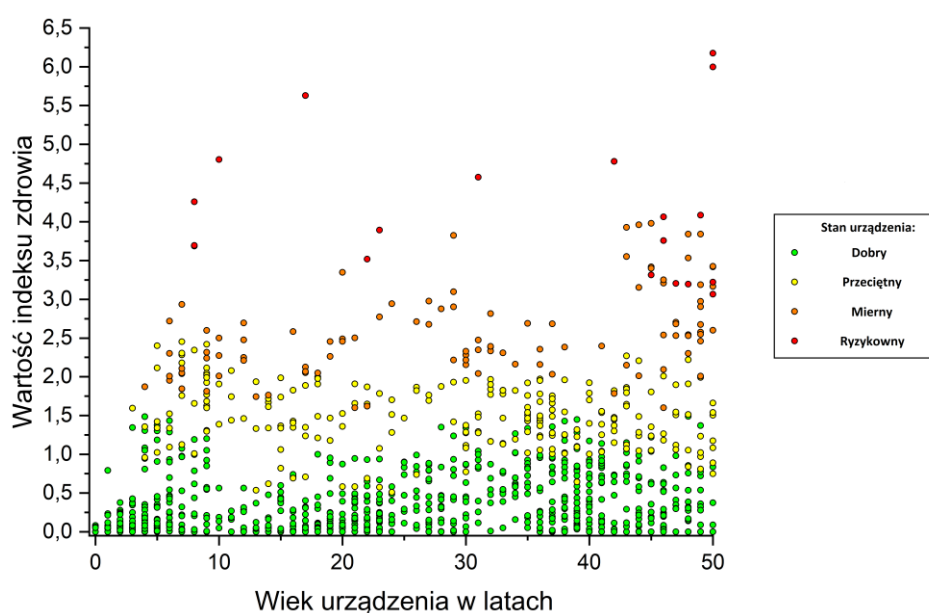
Rysunek 7.8. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego urządzeń pracujących w zakładach przemysłowych: **a)** regresja liniowa; **b)** regresja wielomianowa

Zaprezentowane na rysunku 7.8 kształty funkcji wskazują na sytuację analogiczną jak w przypadku populacji transformatorów hutniczych. Regresja wielomianowa przyjmuje kształt paraboli o ramionach skierowanych w dół, a wartości maksymalne osiąga w okolicach końca projektowego czasu życia transformatora. Jest to spowodowane dużą koncentracją dobrych wyników w końcowym przedziale analizy, w którym nie występują jednostki z problemami eksploatacyjnymi. Przekłada się to

również na dużą różnicę współczynnika determinacji – dla regresji liniowej wynoszą 0,47 dla strategii typowej i 0,53 dla strategii bezobsługowej, a dla regresji wielomianowej odpowiednio 0,75 oraz 0,79.

7.5. Cała populacja badawcza

Analiza zbiorcza całej populacji, zawierającej urządzenia o zróżnicowanym wieku oraz charakterystyce, pozwalała podjąć próbę wnioskowania o ogólnych trendach związanych z ewaluacją kondycji transformatorów metodą indeksu zdrowia na dużej grupie reprezentatywnej. Do tego celu spożytkowane zostały wszystkie dane populacji badawczej, liczącej 1133 indywidualne analizy. Zestawienie wyników oceny całej populacji zaproponowanym indeksem zdrowia zawarto w tabeli 7.5, a na rysunku 7.9 przedstawiono rozkład wyników z uwzględnieniem wieku urządzeń.



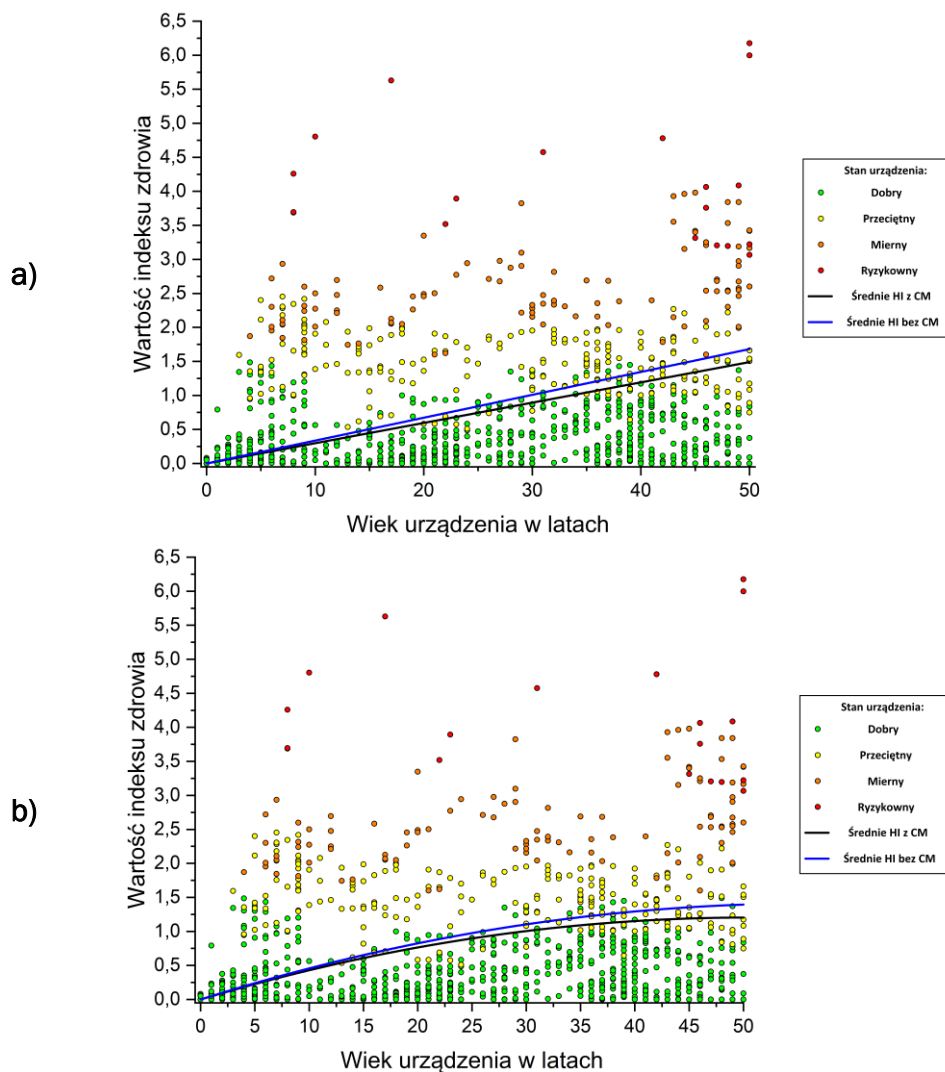
Rysunek 7.9. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku dla całej populacji badawczej

Tabela 7.5. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego całej populacji badawczej

Informacje o populacji	Ogólny stan techniczny transformatora			
	Dobry	Przeciętny	Mierny	Ryzykowny
Liczba urządzeń	793	219	102	19
Udział procentowy	70,0%	19,3%	9,0%	1,7%

W całej grupie testowej łączna liczba transformatorów o stanie technicznym dobrym oraz przeciętnym odpowiada za niemal 90 procent rezultatów, co jest zbliżone z zakładaną granicą analityczną w interpretacji wyników chromatografii gazowej.

Odsetek urządzeń o złym stanie technicznym jest relatywnie niewielki, a zaproponowana metoda wyraźnie identyfikuje jednostki najbardziej zagrożone awarią. Wysokie wyniki punktowe występują w każdej dekadzie analizy, jednakże w początkowym okresie eksploatacji wynikają one w głównej mierze z wad fabrycznych (projektowych lub konstrukcyjnych), a w późniejszym okresie ze zmian starzeniowych w obrębie izolacji stałej oraz ciekłej. Średnie wyniki indeksu zdrowia na tle indywidualnych wyników grupy testowej przedstawione zostały na rysunku 7.10.



Rysunek 7.10. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego dla wszystkich urządzeń populacji badawczej: **a)** regresja liniowa; **b)** regresja wielomianowa

Średnie wyniki indeksu zdrowia uzyskane regresją wielomianową cechują się nieznacznie wyższymi wartościami w okresie projektowego czasu życia transformatora. Sytuacja ta ulega zmianie w dalszej części analizy, gdy od końca czwartej dekady to średnie wyniki uzyskane regresją liniową stają się przeważające. Obie metody wskazują,

że średnie wartości populacyjne w późnych etapach eksploatacji osiągają wartości mierne jedynie dla transformatorów o wysokiej krytyczności, a większość wyników daje perspektywę dalszej bezawaryjnej pracy. Współczynnik determinacji jest wysoki dla obu aproksymacji, z niewielką korzyścią dla regresji wielomianowej (0,84 dla strategii typowej, 0,86 dla strategii bezobsługowej) względem regresji liniowej (odpowiednio 0,82 oraz 0,84).

Podsumowując wszystkie analizy przeprowadzone w tym rozdziale, aproksymacje średnich wyników uzyskane regresją wielomianową każdorazowo wykazują wyższą korelację. Zjawisko to jest szczególnie nasilone w przypadku populacji o niskiej liczebności lub o specyficznej charakterystyce, wynikającej z ich warunków eksploatacyjnych, gdzie współczynniki determinacji dla regresji liniowej są znacznie niższe. Zaproponowana ewaluacja średnich wyników dwoma przeliczeniami wskazuje, że stosowanie konserwacji naprawczej w każdym wypadku przekłada się na wydłużenie średniego efektywnego czasu życia jednostki o kilka lat. Wyniki punktowe oraz oceny stanu technicznego są zbieżne z ocenami oraz wytycznymi wskazanymi w protokołach z analiz laboratorium olejowego OBRE.

8. Wyniki doświadczalne – ocena zmiany stanu technicznego między kolejnymi badaniami

Analiza stanu technicznego urządzeń w standardowej formie jest oceną dokonywaną dla określonych momentów eksploatacji, w których pozyskiwane są dane diagnostyczne. Jednakże, możliwe jest również analizowanie okresów przejściowych, czyli zmian wielkości parametrów analizy między kolejnymi badaniami, które wskazują rozmiar oraz charakter procesów starzeniowych lub defektów, z którymi boryka się jednostka. Wykorzystanie takich danych historycznych daje dodatkową informację o trendach zmian kondycji urządzenia, które mogą zostać wykorzystane do prognozowania perspektyw eksploatacyjnych.

Klasyczne zastosowanie metody indeksów zdrowia ograniczone było jedynie do oceny ogólnego stanu urządzenia. Badanie zmian wartości wskaźnika między kolejnymi sprawdzeniami jest pomysłem autorskim [17], którego celem jest walidacja zaproponowanego narzędzia diagnostycznego oraz obserwacja zależności występujących w populacji badawczej. Do zastosowań tej metody można zaliczyć zarówno analizę wsteczną historii eksploatacyjnej jednostki, jak i możliwość predykcji nadchodzących zmian kondycji urządzenia. Zestawienie wartości zmian ze średnimi wynikami populacyjnymi pozwala określić tempo starzenia transformatora.

We wstępnej części niniejszego rozdziału przedstawione są założenia teoretyczne, które przybliżają zagadnienia związane ze zmiennością parametrów analizy. Następnie, przeprowadzone są symulacje obliczeniowe zmian wartości indeksu zdrowia przy użyciu wybranych danych źródłowych oraz danych opracowanych dla grupy testowej. W kolejnych podrozdziałach, indywidualnie omówiony jest wpływ każdego z podindeksów na zmianę wartości końcowej punktacji zaproponowanego indeksu zdrowia, oraz przedstawione są sumaryczne wyniki uzyskane dla całej metody. W dalszej części zaprezentowane są najwyższe obserwowane wzrosty oraz spadki punktacji między kolejnymi badaniami występujące w grupie badawczej. Ostatni podrozdział jest podsumowaniem wyników badawczych zawierającym wnioski oraz sugerowane kryteria oceny zmian wyniku indeksu zdrowia między kolejnymi badaniami.

8.1. Założenia teoretyczne

Wprowadzenie do części badawczej zmian wyników indeksu zdrowia wymaga przypomnienia kluczowych informacji dotyczących parametrów analizy oraz przyjęcia kilku hipotez. Z racji, że proponowana metoda posiada trzy różne składowe – parametry fizykochemiczne cieczy elektroizolacyjnej, gazy rozpuszczone w oleju oraz stężenie 2-FAL, to wpływ każdej z nich powinien być omówiony osobno.

Parametry fizykochemiczne użyte w indeksie zdrowia cechują się mieszaną dynamiką zmian. Napięcie przebicia oraz zawartość wody są często ze sobą związane, a charakter ich zmian potrafi być dynamiczny – między kolejnymi pomiarami może dojść

do znacznego pogorszenia tych właściwości wynikającego z przegrzań izolacji stałej i nieszczelności kadzi lub układu odpowietrzającego. Pozostałe parametry, liczba kwasowa oraz współczynnik strat dielektrycznych, nie są tak szybkozmienne i obserwacja trendów diagnostycznych odbywa się na przestrzeni wielu lat. Z tego względu należy przyjąć, że znaczne zmiany wartości parametrów fizykochemicznych **mogą** występować między kolejnymi badaniami, a świadczą one o znacznym pogorszeniu perspektyw bezawaryjnej pracy oleju jako ciekłego medium izolacyjnego.

Wartości gazów rozpuszczonych w oleju ulegają ciągłym zmianom w czasie. Tempo przyrostu świadczy o aktywności oraz intensywności defektu wewnątrz transformatora, a metody ilorazowe pozwalają określić charakter uszkodzeń. Wyniki badań DGA są jednym z najważniejszych wyznaczników do podjęcia szerszej diagnostyki stanu technicznego jednostki. Na podstawie tych założeń, przyjęta została prognoza, że zmiany stężeń gazów rozpuszczonych w oleju **są głównym** czynnikiem wpływającym na wartość indeksu zdrowia ze względu na skalę oraz charakter występowania, co będzie miało odzwierciedlenie w wynikach podindeksów HI_{DGA} (zawierającego pięć gazów kluczowych) oraz HI_{ISO} (wykorzystującego stężenia tlenu oraz dwutlenku węgla).

Stężenie furfuralu łączy się z pojęciem zużycia izolacji celulozowej, gdyż na jego podstawie można w przybliżony sposób wyznaczyć stopień polimeryzacji celulozy. Jednakże, obserwacja zmian tego parametru jest utrudniona przez pierwsze lata eksploatacji ze względu na niewykrywalne laboratoryjnie poziomy. Znaczne przyrosty notowane są w przypadku urządzeń w późnym etapie eksploatacji, lub gdy wskaźnik DP jest niższy niż 400 [44]. Daje to podstawę do stwierdzenia, że znaczne zmiany stężenia 2-FAL **mogą** wystąpić dla starych transformatorów i alarmują one o malejącej wytrzymałości mechanicznej izolacji celulozowej.

W źródłach normatywnych oraz poradnikach technicznych można odnaleźć uśrednione zmiany parametrów w czasie jedynie dla jednej grupy parametrów – gazów rozpuszczonych w oleju. Ze względu na brak danych referencyjnych dla innych grup nie można przeprowadzić symulacji wpływu zmian tych parametrów na wyniki indeksu zdrowia. W związku z powyższym, w części symulacyjnej skupiono się wyłącznie na przeprowadzeniu symulacji dla różnych wytycznych zmian wartości 90% gazów rozpuszczonych w oleju między kolejnymi sprawdzeniami, a w dalszych częściach na ogólnych obserwacjach tendencji zmian wyników indeksu zdrowia w populacji badawczej.

8.2. Symulacje obliczeniowe oparte na danych literaturowych oraz wynikach grupy badawczej

Do wykonania symulacji wykorzystano kryterium wartości 90% dla wyników chromatografii gazowej, gdyż powszechnie uważa się, że transformatory poniżej tego progu pracują w sposób normalny. Prawdopodobieństwo awarii również występuje dla urządzeń poniżej progu 90%, ale jest ono znacznie niższe niż dla urządzeń należących do górnych 10% populacji.

Jako dane wejściowe symulacji wykorzystane zostały dwa źródła zewnętrzne – wartości referencyjne zawarte w standardzie IEC [63] oraz wartości wskazane w publikacji [28]. Dodatkowo, wyliczone zostały również przyrosty 90% w grupie badawczej i zostały one użyte w celach porównawczych z pozostałymi danymi źródłowymi. Zestawienie przyrostów rocznych użytych do obliczeń zostało przedstawione w tabeli 8.1. Wskazane w standardzie IEC wartości były przedziałem, więc zostały one rozdzielone na dolną oraz górną granicę i zaprezentowane jako scenariusz konserwatywny oraz scenariusz agresywny.

Tabela 8.1. 90% przyrosty roczne gazów rozpuszczonych w oleju według opracowań IEC [63], publikacji [28] oraz wyznaczone dla grupy badawczej

Kryteria	90% przyrosty stężeń gazów [ppm/rok]						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
IEC 60599 konserwatywne	35	10	5	32	21	260	1700
IEC 60599 agresywne	132	120	90	145	37	1060	10000
Publikacja [28]	97	15	8	20	37	223	1477
Populacja badawcza	27	22	36	14	6	158	1743

Obliczone 90% przyrosty stężeń gazów dla populacji badawczej różnią się tylko nieznacznie od wytycznych IEC. Poziomy wodoru, etylenu oraz tlenku węgla są niższe niż w [63], a różnice te mogą wynikać z charakteru populacji, cechującej się odmienną specyfiką oraz intensywnością defektów wewnętrznych. W przypadku acetylenu, różnica wynika z częściowego udziału urządzeń z PPZ, które odznaczają się innymi typowymi przyrostami stężenia tego gazu (różnica wskazana w tabeli 3.4), co w przypadku grupy mieszanej powoduje obniżenie średnich obserwowanych wyników. Wyniki populacji badawczej należy zatem uznać za wiarygodne i zdatne do przeprowadzenia z ich udziałem dalszych analiz.

Następnie, dla każdej wartości wskazanej w tabeli 8.1 wykonane zostało indywidualne przeliczenie wpływu na wynik indeksu zdrowia przy założeniu, że wskazane wzrosty znajdują się w oknie diagnostycznym danej funkcji analitycznej. Obliczone wartości punktowe zawarte są w tabeli 8.2.

Tabela 8.2. Przyrosty wartości indeksu zdrowia wyliczone na podstawie 90% przyrostów rocznych gazów rozpuszczonych w oleju według opracowań IEC [63], publikacji [28] oraz wyznaczone dla grupy badawczej

Kryteria	90% wzrosty indeksu zdrowia						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
IEC 60599 konserwatywne	0,14	0,05	0,00	0,11	0,41	0,20	0,14
IEC 60599 agresywne	0,52	0,59	0,05	0,49	0,72	0,57	0,57
Publikacja [28]	0,38	0,07	0,00	0,07	0,72	0,17	0,12
Populacja badawcza	0,11	0,11	0,02	0,05	0,12	0,12	0,14

Wartości przedstawione w tabeli 8.2 mają głównie charakter orientacyjny, gdyż w praktyce przyrosty pojedynczych stężeń gazów występują bardzo rzadko. Typowym scenariuszem jest emisja różnych gazów powiązana z danym typem uszkodzenia.

Dlatego, w dalszej części symulacji skupiono się na obliczeniu zmian wartości dla błędów określanych w kodach diagnostycznych wybranych metod służących do oceny wyników chromatografii gazowej. Do tego celu wykorzystano metodę gazów kluczowych (KGM) oraz trójkąt Duvala 1 (DTM 1), a wyniki przedstawiono odpowiednio w tabelach 8.3 oraz 8.4.

Tabela 8.3. Obliczone wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody KGM przy użyciu 90% przyrostów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju wskazanych w tabeli 8.1

Kryteria	90% wzrosty indeksu zdrowia			
	Przegrzanie oleju	Przegrzanie celulozy	WNZ w oleju	Wyładowania w oleju
IEC 60599 konserwatywne	0,08	0,29	0,17	0,50
IEC 60599 agresywne	0,71	0,94	0,63	1,06
Publikacja [28]	0,10	0,25	0,46	1,06
Populacja badawcza	0,07	0,18	0,13	0,18

Tabela 8.4. Obliczone zakresy wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody DTM 1 przy użyciu 90% przyrostów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju wskazanych w tabeli 8.1

Kryteria	90% wzrosty indeksu zdrowia						
	D1	D2	DT	PD	T1	T2	T3
IEC 60599 konserwatywne	0,08 - 0,43	0,10 - 0,43	0,06 - 0,36	0,05	0,05 - 0,07	0,06 - 0,10	0,08 - 0,22
IEC 60599 agresywne	0,72 - 1,21	0,76 - 1,58	0,69 - 1,58	0,59 - 0,64	0,60 - 0,82	0,69 - 1,24	0,49 - 1,56
Publikacja [28]	0,12 - 0,76	0,15 - 0,72	0,09 - 0,41	0,07 - 0,08	0,08 - 0,10	0,09 - 0,15	0,07 - 0,25
Populacja badawcza	0,12 - 0,22	0,13 - 0,22	0,10 - 0,22	0,11 - 0,12	0,11 - 0,15	0,12 - 0,15	0,05 - 0,18

Należy podkreślić, że w przypadku metody gazów kluczowych obliczone wyniki są wartościami osiąganymi przy zastosowaniu wytycznych rozkładów stosunkowych w sytuacji gdy jeden z uwzględnionych w analizie gazów osiągnie 90% przyrost stężenia wskazany w tabeli 8.1. Warunek ten oznacza, że konieczne jest każdorazowe sprawdzenie, czy przy zastosowaniu kryterium zawartości procentowej każdy element analizy mieści się w założonych granicach. W symulacjach występowały sytuacje, gdy konieczne było dostosowanie wartości, aby stężenia gazów nie wykraczały poza określone granice, co miało miejsce dla przegrzania oleju oraz wyładowań w oleju dla kryterium IEC 60599 konserwatywnego.

Analogiczna sytuacja miała miejsce dla trójkąta Duvala 1, ale w tym przypadku wykonane zostały obliczenia ekstremów lokalnych dla każdego z obszarów analitycznych trójkąta diagnostycznego. Wyniki zawarte w tabeli 8.4 są zatem zakresem możliwych przyrostów wartości indeksu zdrowia przy spełnieniu warunków granicznych narzuconych w tabeli 8.1 dla specyficznych (w każdym wypadku) rozkładów stosunkowych gazów wykorzystanych w analizie.

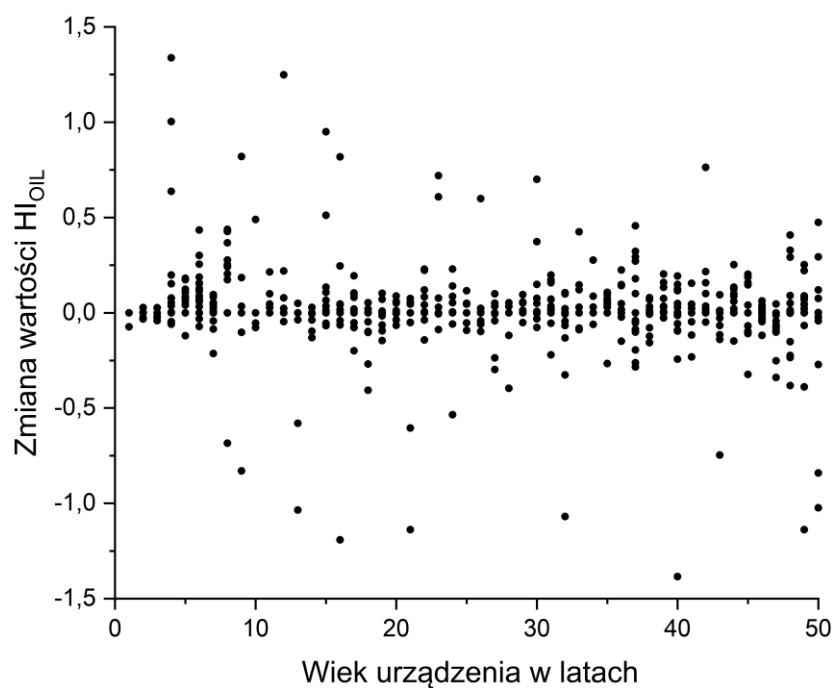
Wyników otrzymanych z symulacji dla 90% przyrostów zawartych w tabelach 8.3 oraz 8.4 nie da się w pełni ze sobą bezpośrednio porównać ze względu na fakt, że KGM jest metodą jednopłaszczyznową (występuje tylko jeden rozkład procentowy dla danego kodu diagnostycznego) a DTM 1 jest wielopłaszczyznowy (występują w nim obszary diagnostyczne zawierające różne rozkłady procentowe). Szczegółowe odniesienie do tych wyników może nastąpić dopiero po analizie średnich zmian indeksu zdrowia w badanej populacji (rozdział 8.3) oraz ekstremów populacyjnych (rozdziały 8.4 i 8.5), dlatego wyniki te wykorzystane zostały w podsumowaniu prac związanych z ewaluacją zmian stanu technicznego między kolejnymi badaniami (rozdział 8.6) przy ustalaniu wytycznych oceny.

8.3. Wpływ poszczególnych podindeksów na wyniki osiągnięte w grupie testowej

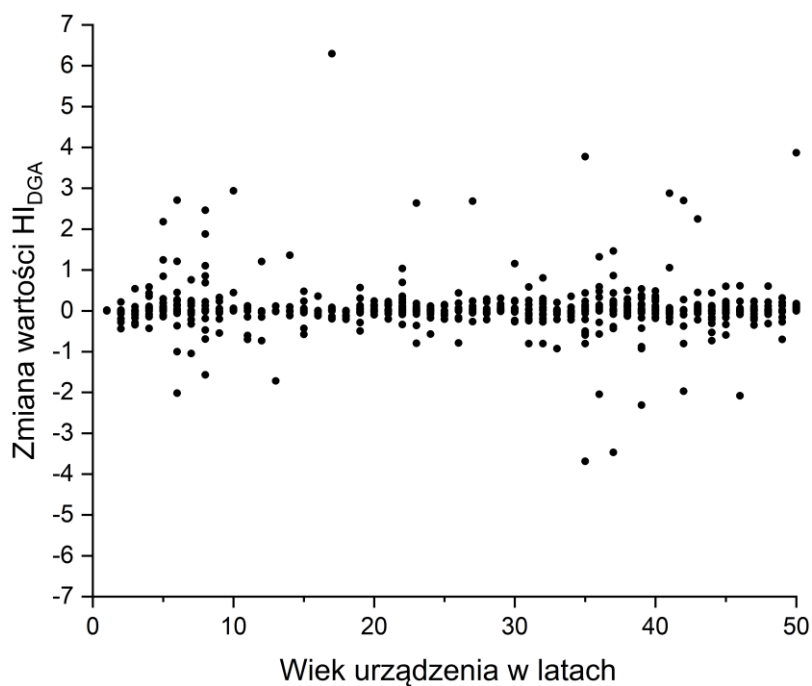
Ze względu na rzeczywiste pochodzenie danych badawczych, odstępów między kolejnymi sprawdzeniami stanu technicznego były zróżnicowane. Podjęcie analizy, polegające na zestawieniu wyników populacyjnych, wymagało ich ujednoczenia do postaci wzrostu w okresie roku. Z badania wykluczone zostały wyniki uzyskane dla kolejnych badań o czasookresie krótszym niż 90 dni, gdyż wartości HI przeliczone na średni roczny przyrost były ekstremalnie wysokie (poziomy niewystępujące naturalnie). Dodatkowo, badania nie zawierały wyników urządzeń bezpośrednio po zabiegach poprawiających ich stan techniczny, do których zaliczały się regeneracja oraz wirowanie oleju.

Analiza została wykonana dla każdego z podindeksów z osobna, ze względu na indywidualnie postawione dla nich hipotezy w rozdziale 8.1. Rozkłady rocznych przyrostów wartości punktowych dla HI_{OIL} , HI_{DGA} oraz HI_{ISO} zostały przedstawione kolejno na rysunkach 8.1, 8.2 i 8.3.

Zaprezentowane na rysunku 8.1 wyniki dla podindeksu HI_{OIL} wykazują dużą koncentrację w okolicach 0, wskazując że w znacznej mierze rzeczywiste zmiany pochodzące od parametrów fizykochemicznych są niewielkie. Rozkład wartości pozwala podzielić wyniki na dwie grupy – wynikające z normalnej eksploatacji (oscylacje wokół wartości 0) oraz o dynamicznym charakterze zmian (wyraźne oddalenie punktów od 0). W całym spektrum wiekowym występują wyniki znacznie odbiegające od średnich (zarówno pozytywnie, jak i negatywnie), a ze względu na brak specyficznych miejsc ich koncentracji wskazują one jedynie, że ryzyko zmian kondycji urządzenia występuje w każdym wieku urządzenia. Odnotowane ujemne wyniki wynikają z naturalnych wahań parametrów analizy, którym podlegają urządzenia bez aktywności defektów wewnętrznych oraz bez zaawansowanych procesów starzeniowych. Zjawisko to występuje powszechnie w każdym z badanych w tym rozdziale podindeksów oraz dla całkowitego wyniku indeksu zdrowia.



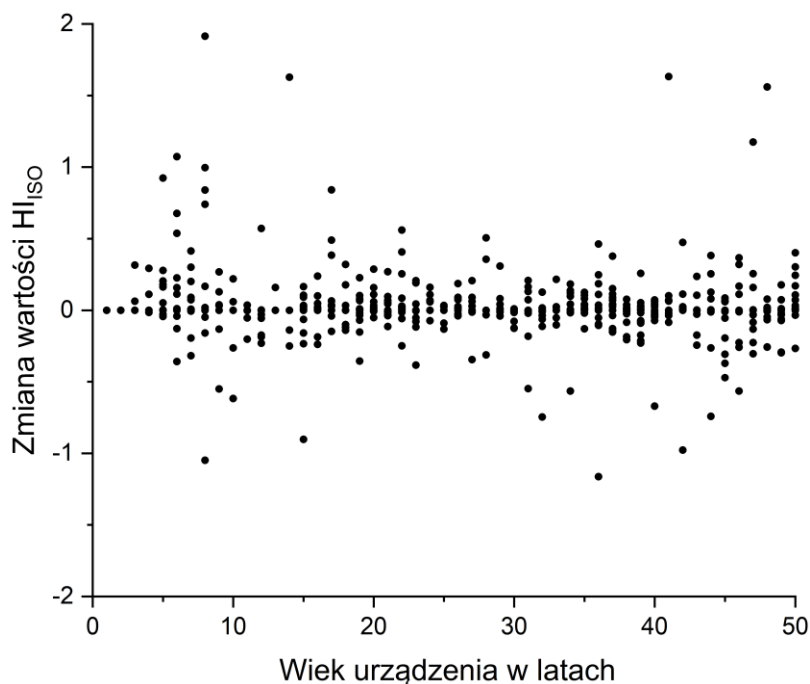
Rysunek 8.1. Wykres rocznych zmian wyniku podindeksu parametrów fizykochemicznych oleju HI_{OIL} między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej



Rysunek 8.2. Wykres rocznych zmian wyniku podindeksu gazów rozpuszczonych w oleju HI_{DGA} między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej

Z przedstawionego na rysunku 8.2 rozkładu zmian wyników podindeksu gazów rozpuszczonych w oleju wynika, że podgrupa ta cechuje się znacznie wyższymi wynikami niż parametry fizykochemiczne oleju. Najwyższe wartości uzyskane zostały dla jednostek

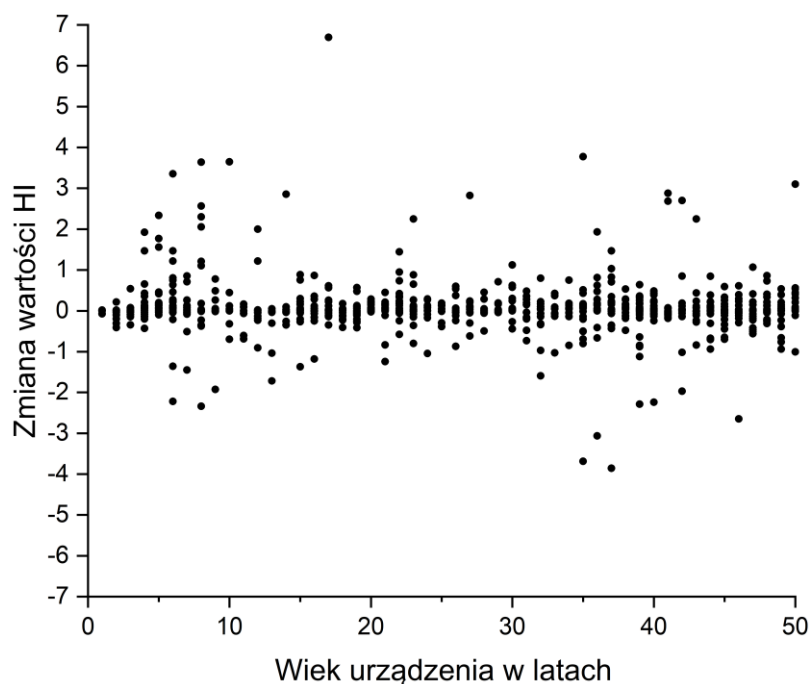
badanych poawaryjnie (po wyłączeniu przez zabezpieczenia), które cechowały się bardzo dużymi przyrostami stężeń gazów w próbkach oleju pobranych z przekaźnika Buchholza. Analogicznie, znaczne spadki wartości punktowych występowały tylko dla jednostek, które wcześniej przechodziły problemy eksploatacyjne (wysoka generacja gazów), a odnotowane zostały w okresach bezawaryjnej pracy gdy stężenia gazów w oleju wyraźnie spadały.



Rysunek 8.3. Wykres rocznych zmian wyniku podindeksu oceny zesterzenia izolacji papierowej H_{IISO} między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej

Wyniki uzyskane dla podindeksu H_{IISO} nie różnią się znacząco od wartości H_{OIL} , a jedyną wyraźną zmianą są najwyższe wartości przyrostów punktowych dla tej grupy. Rozkład wyników dla podgrupy oceny zesterzenia izolacji papierowej przedstawiony na rysunku 8.3 wskazuje dwa charakterystyczne obszary – początkowe lata eksploatacji, w których ujawniają się pierwsze problemy eksploatacyjne lub wady konstrukcyjne, oraz okres po przekroczeniu projektowego czasu życia, gdzie odzwierciedlone jest pogorszenie się właściwości materiałów izolacyjnych stosowanych wewnątrz transformatora.

Kolejnym krokiem po indywidualnej analizie zmian wartości punktowych każdego podindeksu było zbiorcze określenie dla całego indeksu zdrowia. Graficzna prezentacja tych wyników znajduje się na rysunku 8.4. Dodatkowo, w celach porównawczych, wyznaczone zostały średnie roczne zmiany każdego z podindeksów dla każdej grupy transformatorów oraz dla pełnej populacji badawczej, które znajdują się w tabeli 8.5.



Rysunek 8.4. Wykres rocznych zmian całkowitego wyniku zaproponowanego indeksu zdrowia między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej

Tabela 8.5. Roczne zmiany wartości punktowej składowych oraz pełnego indeksu zdrowia dla poszczególnych grup transformatorów oraz całej populacji badawczej

Grupa urządzeń	Zmiana HI_{OIL}	Zmiana HI_{DGA}	Zmiana HI_{ISO}	Zmiana HI
Zespoły blokowe	0,004	0,042	0,030	0,076
Transformatory hutnicze	0,024	0,133	0,036	0,193
Transformatory dystrybucyjne	-0,005	-0,022	-0,010	-0,037
Transformatory przemysłowe	0,042	0,039	0,010	0,091
Populacja badawcza	0,012	0,041	0,018	0,071

Podobnie jak w przypadku składowych podindeksów, wyniki dla kompletnej metody przedstawione na rysunku 8.4 oscylują wokół 0, które jest wartością przy której znajduje się największa koncentracja rezultatów. Wyraźne odsunięcie od tej granicy sygnalizuje potrzebę wykonania szerszej diagnostyki lub skrócenie interwału między kolejnymi badaniami. W przekroju całego spektrum wieku populacji występują wyniki odbiegające od normy w obu płaszczyznach, wskazując że ryzyko związane z dużą zmianą właściwości oleju jest obecne na wszystkich etapach życia transformatora.

Wyniki średnich rocznych zmian indeksu zdrowia zaprezentowane w tabeli 8.5 wskazują, że poza transformatorami dystrybucyjnymi, we wszystkich grupach wartości dla każdego z podindeksów oraz całej metody są dodatnie, co można interpretować jako gradualnie postępujące zmiany starzeniowe. Najwyższe wartości, znacznie odbiegające od pozostałych grup, zostały odnotowane dla transformatorów hutniczych, jednakże rezultaty takie były antycypowane ze względu na ich szczególne, ekstremalne warunki pracy. Wyniki transformatorów dystrybucyjnych pozornie wskazują polepszanie się stanu

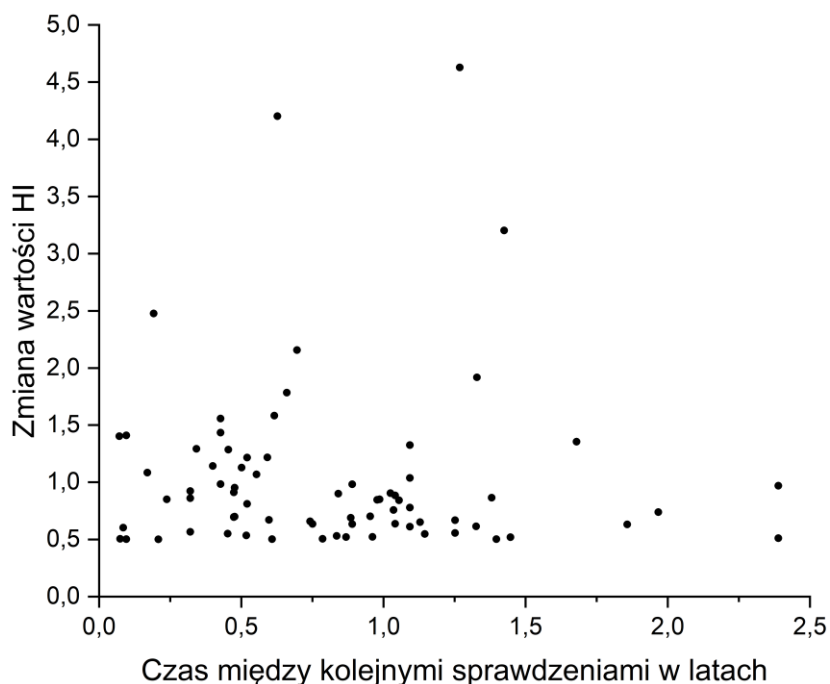
zdrowia urządzeń wraz z rosnącym czasem eksploatacji, ale sytuacja ta nie odnajduje potwierdzenia w rzeczywistości i wynika ze specyfiki tej populacji, w której niewielki łączny udział stanowią jednostki o przeciętnym, miernym oraz ryzykownym stanie technicznym.

Z zestawienia uzyskanych średnich zmian wyników podindeksu gazów rozpuszczonych dla całej populacji (tabela 8.5) z wielkościami otrzymanymi z symulacji (tabela 8.3 oraz 8.4) wynika, że rzeczywiste rezultaty są znacząco niższe od obliczonych przyrostów wartości indeksu przy 90 procentowych wzrostach poszczególnych gazów rozpuszczonych w oleju. Warty odnotowania jest również szereg ujemnych wyników, które ze względu na brak danych odniesienia w standardach oraz poradnikach technicznych nie mogły zostać zasymulowane w poprzednim rozdziale, jednakże tematyka największych zmian w tym obszarze została poruszona w rozdziale 8.5. Pozostałe wyniki, ze względu na brak danych odniesienia, mają jedynie charakter informacyjny o rzędzie wpływu poszczególnych składowych na ostateczny wynik proponowanego indeksu zdrowia. Wyznaczone średnie zmiany wartości punktowych stanowią cenną informację w kontekście ustalenia wytycznych oceny wyników uzyskanych między kolejnymi badaniami, które zostały opisane w rozdziale 8.6.

8.4. Najwyższe obserwowane wzrosty wartości indeksu zdrowia w populacji między kolejnymi badaniami

Ocena ekstremów populacyjnych ma za zadanie wskazanie, jakie są graniczne wyniki spotykane w praktyce oraz daje możliwość zestawienia uzyskanych wartości z wynikami symulacji. W grupie testowej wyodrębnione zostały znaczące wzrosty indeksu zdrowia w celu analizy ich przyczyn. W tym celu przyjęto kryterium dodatniej zmiany wyniku punktowego nie mniejszej niż 0,5 punktu w czasie nie dłuższym niż 30 miesięcy między kolejnymi pomiarami. Ograniczenie czasowe nałożone zostało aby wykluczyć jednostki badane rzadko (w interwałach pięcioletnich), ale jednocześnie obejmować zalecenia RIET dla transformatorów grupy II z niewielkim poślizgiem czasowym (dwuletnie czasookresy sprawdzeń olejowych). Ostatecznie, znaleziono 74 takie przypadki, z czego 6 było analizami powaryjnymi po wyłączeniu urządzenia przez zabezpieczenia. Rozkład wyników przedstawiono na rysunku 8.5.

Każdy z uwzględnionych wyników został dodatkowo sprawdzony pod kątem przyczyn wzrostu wartości punktowej. W tym celu wypunktowane zostały główne czynniki, do których w przypadku DGA zaliczono zmiany stężeń gazów o wartościach większych niż 90% wzrosty określone przez IEC (wariant konserwatywny), a dla pozostałych parametrów istotne zmiany wpływające negatywnie na pracę urządzenia. Należy pamiętać, że zmiany wartości bywają efektem działania wielu czynników, co ma swoje odzwierciedlenie w wynikach przedstawionych w tabeli 8.6, gdzie suma wyników przekracza 100% ze względu na występowanie różnych kombinacji defektów.



Rysunek 8.5. Wykres najwyższych przyrostów wartości indeksu zdrowia między kolejnymi pomiarami w badanej populacji

Tabela 8.6. Klasyfikacja częstotliwości występowania składowych indeksu zdrowia w grupie najwyższych przyrostów wartości indeksu zdrowia

Przyczyna wzrostu HI	Częstotliwość występowania
Parametry fizykochemiczne	26 z 74 (35,14%)
Gazy rozpuszczone w oleju	62 z 74 (83,78%)
2-FAL	16 z 74 (21,62%)

Z powyższej tabeli wynika, że każda grupa parametrów może być przyczyną znacznego pogorszenia się stanu technicznego skutkującego nadmiernym wzrostem wartości punktowej. Wiodącą rolę odgrywają gazy rozpuszczone w oleju, które występują w ponad 80% przypadków. Udział pozostałych czynników, choć znacznie mniejszy, również nie można uznać za pomijalny – podwyższone parametry fizykochemiczne obecne są w co trzecim wyniku, a nadmierny przyrost 2-FAL w co piątej próbie. Analiza szczegółowa wykazała, że pomimo znaczącej przewagi dużych przyrostów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju, z 12 przypadków niezwiązanych z ich wpływem 9 wywołanych jest wyłącznie przez znaczne zmiany właściwości fizykochemicznych (w równej mierze przez napięcie przebicia, zawartość wody oraz liczbę kwasową), a 2 związane tylko z przyrostem stężenia 2-furfuralu.

Grupa najwyższych przyrostów cechuje się wartościami przekraczającymi wyniki przedstawione w symulacjach (tabele 8.3 oraz 8.4) i rzeczywiste średnie uzyskane w całej populacji badawczej (tabela 8.5). W celu dalszej interpretacji uzyskanych wyników punktowych, konieczne jest odniesienie się do wartości przedawaryjnych wskazanych przez CIGRE [43]. Wartości dziennych przyrostów poszczególnych gazów

przedstawiono w tabeli 8.7, a przeliczone dla tych progów miesięczne wzrosty wartości indeksów zdrowia na podstawie wytycznych metod KGM oraz DTM 1 wskazane są w tabelach 8.8 oraz 8.9.

Tabela 8.7. Przedawaryjne przyrosty dzienne gazów obserwowane przez CIGRE [43]

Kryteria	Przyrosty stężeń gazów przedawaryjne [ppm/dzień]						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
CIGRE	3	5	11	5	0,5	-*	-*

* Wartości nieosiągalne w eksploatacji.

Tabela 8.8. Obliczone maksymalne miesięczne wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody KGM przy użyciu dziennych przyrostów przedawaryjnych stężeń gazów obserwowanych przez CIGRE [43]

Obiekt	Przedawaryjne wzrosty indeksu zdrowia w ujęciu miesięcznym			
	Przegrzanie oleju	Przegrzanie celulozy	WNZ w oleju	Wyładowania w oleju
Populacja badawcza	0,74	-*	0,43	0,43

* Brak danych CIGRE o wielkości przedawaryjnych przyrostów tlenu węgla, więc obliczenie wartości jest niemożliwe.

Tabela 8.9. Obliczone zakresy miesięcznych wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody DTM 1 przy użyciu dziennych przyrostów przedawaryjnych stężeń gazów obserwowanych przez CIGRE [43]

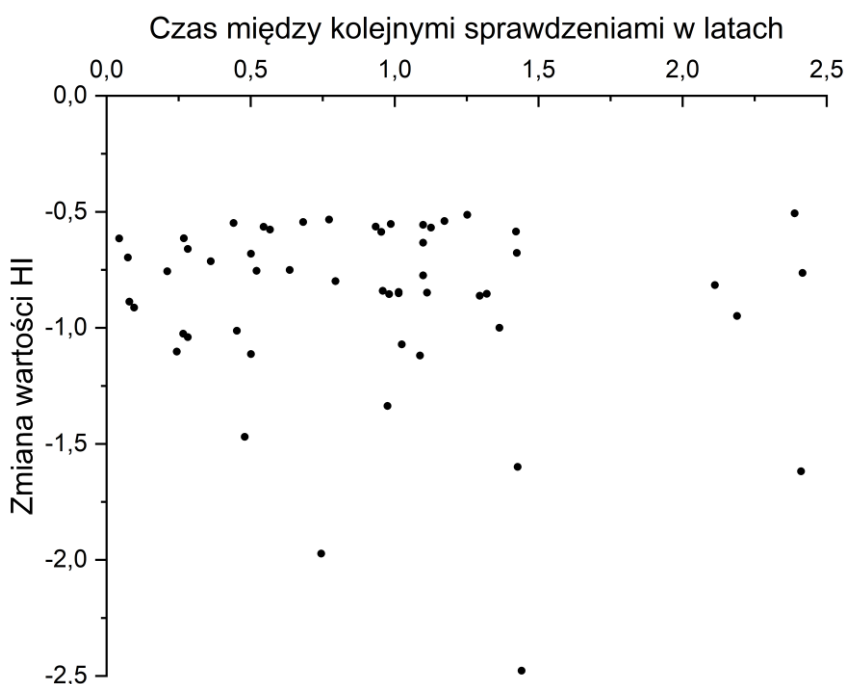
Obiekt	Przedawaryjne wzrosty indeksu zdrowia w ujęciu miesięcznym						
	D1	D2	DT	PD	T1	T2	T3
Populacja badawcza	0,29 - 0,79	0,31 - 0,74	0,42 - 1,33	0,59 - 0,65	0,60 - 0,88	0,72 - 1,33	0,51 - 1,10

Wyniki przedstawione w tabeli 8.8 w porównaniu do zakresów wskazanych w tabeli 8.9 dla odpowiadających sobie kodów diagnostycznych wskazują zbliżone wartości. Część wyników z rysunku 8.5 wykazuje podobne rzędy wielkości, co wskazuje je jako urządzenia potencjalnie awaryjne. Rzeczywiste pomiary poawaryjne występowały w różnych interwałach czasowych od poprzednich prób (czasookres od miesiąca do 18 miesięcy), co stanowi niedogodność, gdyż ani proponowana metoda, ani inne praktycznie stosowane wskaźniki zdrowia nie są odpowiednie do długotrwałego monitoringu stanów przedawaryjnych ze względu na stosunkowo szybkie osiąganie wartości maksymalnych funkcji analitycznych przy użyciu parametrów wejściowych wskazanych w tabeli 8.7. Jednakże dla urządzeń, które uległy awaryjnemu wyłączeniu w przeciągu 6 miesięcy od poprzedniej próby, wzrosty były podobne lub wyższe od wartości przedstawionych w tabelach 8.8 oraz 8.9.

8.5. Najwyższe obserwowane spadki wartości indeksu zdrowia w populacji między kolejnymi badaniami

Analogicznie do przedstawionych w poprzednim paragrafie wyników analizie poddane zostały znaczące spadki wartości indeksu zdrowia w populacji badawczej.

Kryterium wartości zmiany punktowej (negatywnej) oraz maksymalnego czasookresu między sprawdzeniami było identyczne jak w rozdziale 8.4, jednakże specyfika tego badania wymagała przeprowadzenia starannej selekcji wyników pod kątem ingerencji w stan techniczny jednostki. Zabiegi skutkujące poprawą kondycji, takie jak regeneracja lub wirowanie oleju, wykluczały transformatory z tego typu analizy. W grupie testowej znalazły się 53 urządzenia spełniające powyższe kryteria. Graficzne przedstawienie wyników znajduje się na rysunku 8.6, a częstotliwość występowania głównych składowych wskazana jest w tabeli 8.10.



Rysunek 8.6. Wykres najwyższych naturalnych spadków wartości indeksu zdrowia między kolejnymi pomiarami w badanej populacji

Tabela 8.10. Klasyfikacja częstotliwości występowania składowych indeksu zdrowia w grupie najwyższych naturalnych spadków wartości indeksu zdrowia

Przyczyna spadku HI	Częstotliwość występowania
Parametry fizykochemiczne	11 z 53 (20,75%)
Gazy rozpuszczone w oleju	48 z 53 (90,57%)
2-FAL	2 z 53 (3,77%)

Rezultaty przedstawione na rysunku 8.6 wskazują, że wyniki indeksu zdrowia mogą podlegać znacznym wahaniom w czasie. Przypadki takie występują po okresie dużych obciążeń termicznych, co może być związane z charakterem eksploatacji lub występować naturalnie w określonych porach roku ze względu na niższe temperatury otoczenia. W przebiegu prac badawczych odnotowano, że w populacji badawczej znaczne naturalne spadki wartości występowały głównie po uprzednich dużych wzrostach indeksu, które nie skutkowały awarią urządzenia.

W grupie największych naturalnych spadków, podobnie jak w grupie najwyższych przyrostów, odnotowano wpływ każdego z parametrów wejściowych indeksu. Rozkład statystyczny jest jednak odmienny – gazy rozpuszczone w oleju miały jeszcze większy udział (ponad 90% wszystkich przypadków), parametry fizykochemiczne były już obecne jedynie w co piątej próbce, a wpływ zmiany stężenia 2-FAL był bardzo niewielki. W pięciu przypadkach, w których nie odnotowano znacznych zmian stężeń gazów rozpuszczonych w oleju, jedynym czynnikiem odpowiedzialnym była zmiana właściwości fizykochemicznych oleju (głównie napięcia przebicia oraz zawartości wody, w mniejszym stopniu liczby kwasowej).

8.6. Podsumowanie

Wyniki populacyjne potwierdzają, że każda grupa parametrów wskazana w indeksie zdrowia może być źródłem znaczących zmian w jego punktacji. Największą zmiennością cechują się podindeksy zawierające gazy rozpuszczone w oleju (HI_{DGA} oraz HI_{ISO}), a grupa ta dodatkowo jest wiodącą przyczyną w gronie najwyższych przyrostów oraz spadków wartości wskaźnika zdrowia. Hipotezy postawione w rozdziale 8.1 znajdują potwierdzenie w wynikach badań przedstawionych w rozdziałach 8.3, 8.4 oraz 8.5.

Rzeczywiste zmiany wartości indeksu zdrowia w populacji badawczej cechują się znacznym rozrzutem wyników, gdyż obliczone odchylenie standardowe wynosi 0,692. Wynika to z faktu, że grupa testowa zawiera jednostki o zróżnicowanym stanie technicznym, począwszy od nowych do urządzeń w końcowym etapie eksploatacji. Wyniki populacyjne przedstawione w rozdziale 7.5 nie wykazują nadmiernej ilości urządzeń o złej kondycji, więc stopień skorelowania populacji należy uznać za typowy dla grupy uwzględniającej rzeczywiste przypadki eksploatacyjne.

Ze względu na brak danych odniesienia, określenie wytycznych wykonane zostało w podobny sposób, jak dla oceny ilościowej w metodzie chromatografii gazowej – poprzez wyznaczenie procentowych wartości populacyjnych. Ze względu na duży rozrzut danych, opisany powyżej, zalecane jest wprowadzenie skali dwustopniowej, składającej się z progu alarmowego oraz progu awaryjnego. Wytyczne diagnostyczne przedstawione są poniżej oddzielnie dla wzrostów i spadków wartości indeksu zdrowia.

W przypadku wzrostów wartości, proponowany próg alarmowy wynosi 50% populacyjnych przyrostów indeksu zdrowia, który dla grupy testowej wynosi 0,151. Granicę tą należy rozpatrywać jako wartość, powyżej której należy zbadać przyczyny zmiany. W odniesieniu do średnich wartości zmian populacyjnych, to próg ten jest ponad dwa razy wyższy od średniego rezultatu wskazanego dla całej populacji badawczej (0,071). Wartość progowa jest zbliżona do symulowanych rezultatów 90% przyrostów uzyskanych w rozdziale 8.2, dlatego przy osiągnięciu takiego wyniku istnieje prawdopodobieństwo wystąpienia wyraźnej zmiany kondycji urządzenia.

Próg awaryjny dla wzrostów natomiast ustalony został jako wynik 90 lub 95% populacyjny zakładając ustawienie od najniższego (największy spadek) do najwyższego (największy wzrost) wyniku. Dla badanej populacji, te wartości to kolejno 0,484 oraz

0,856. Zmiany punktacji tego rzędu wynikają ze znacznego pogorszenia się jednej lub kilku właściwości oleju, co laboratoria zwykle wskazują jako podstawę do skrócenia interwałów diagnostycznych oleju oraz niezwłocznego podjęcia szerszej diagnostyki. Wybór wartości progowej awaryjnej powinien być podyktowany tolerancją na ryzyko eksploatacyjne – przy konserwatywnym podejściu zalecane jest użycie progu 90%. Należy jednak również podkreślić, że wszystkie przypadki badań po wyłączeniu transformatora przez jego zabezpieczenia spełniały kryterium 95%, potwierdzając zasadność tak wysokiego progu.

Jeśli chodzi natomiast o wytyczne dotyczące naturalnych spadków wartości indeksu, to zasadnym jest ograniczenie się jedynie do progu alarmowego. Niewielkie wahania właściwości oleju w eksploatacji są naturalnym fenomenem, a za punkt ostrzegawczy należy przyjąć wartość 50% populacyjnych spadków indeksu zdrowia, która dla populacji badawczej wynosi -0,134. Każda zmiana wartości poniżej tej granicy powinna być starannie oceniona pod kątem przyczyn jej wystąpienia. Wyznaczanie progu awaryjnego dla tej grupy nie ma zastosowania praktycznego, gdyż wysokie spadki indeksu świadczą o poprawie kondycji urządzenia, co jest przeciwieństwem stanu awaryjnego. Nawet gdyby spadki wynosiły 90% wartości populacyjnych (przy ustawieniu od najwyższego do najniższego wyniku), to przy wartości progowej -0,349, nie ma potrzeby większej reakcji niż w przypadku przekroczenia progu alarmowego, gdyż w przeciwieństwie do znacznych przyrostów przypadki te nie wymagają niezwłocznych działań diagnostycznych oraz naprawczych.

Ze względu na przeprowadzenie badań przy użyciu autorskiej metody, wytyczne zawierające wartości punktowe nie mają zastosowań dla innych indeksów zdrowia. Zaproponowane powyżej kryteria progów alarmowych oraz awaryjnych przedstawione w procentowych wartościach populacyjnych zmian wyników są możliwe do wyznaczenia dla każdego algorytmu o wyniku końcowym w formie liczbowej bez względu na konstrukcję metody. Wymaga to jednak zaangażowania oraz inicjatywy od użytkowników innych metod, aby zmaksymalizować wykorzystanie danych dostarczanych przez te narzędzia.

9. Zastosowanie algorytmu – przykłady praktyczne

W rozdziałach 7 i 8 przeprowadzone badania opierały się na analizie danych grupy testowej złożonej z dużej liczby urządzeń. Metoda indeksów zdrowia nie jest ograniczona jedynie do analiz populacyjnych i ma swoje zastosowanie również do analiz pojedynczych przypadków. Wykresy zawierające dane z wieloletniego monitoringu z użyciem tej procedury są wartościowe w określaniu charakteru zachodzących zmian.

W niniejszym rozdziale przedstawiono praktyczne przykłady zastosowania indeksu zdrowia do obserwacji typowych scenariuszy eksploatacyjnych, do których zaliczają się normalna eksploatacja, starzenie przyspieszone lub awaria. Analizie poddane zostały również specyficzne przypadki, takie jak wady fabryczne oraz wpływ zabiegów konserwacyjnych oleju.

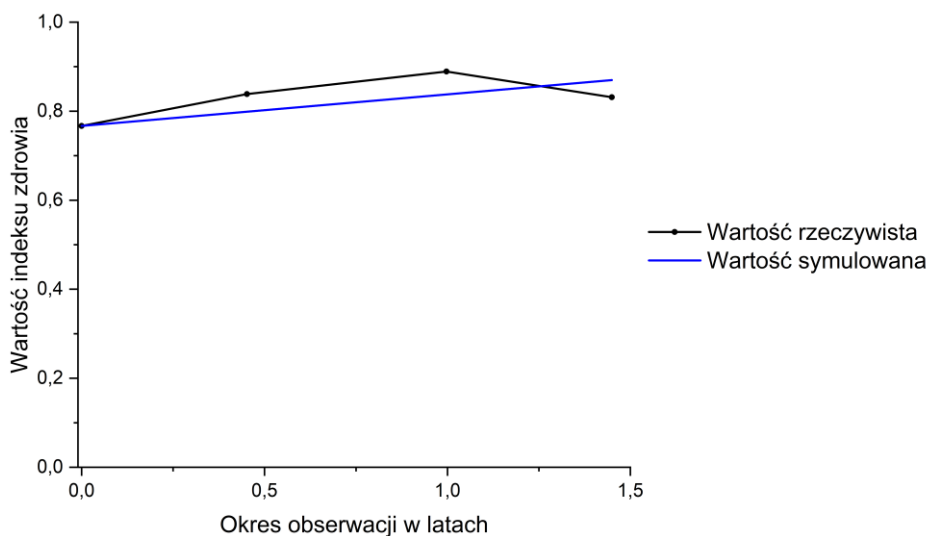
9.1. Normalna eksploatacja

Podstawowym scenariuszem eksploatacyjnym transformatorów energetycznych jest bezproblemowa praca jednostek. Jest to stan, w którym parametry pracy urządzeń są cały czas w zakładanych granicach oraz nie występują czynniki awaryjne wewnętrzne lub zewnętrzne. W takiej sytuacji, wyniki uzyskiwane z badań olejowych nie wykazują zmian lub są one niewielkie o charakterze ogólnostarzeniowym. Ze względu na stabilność właściwości w czasie, perspektywy pracy transformatorów w takim scenariuszu są dobre. W tym podrozdziale omówione zostały trzy rzeczywiste przykłady jednostek nieprzejawiających problemów eksploatacyjnych, dla których przedstawione zostały przebiegi zmian wartości indeksu zdrowia w czasie.

W analizie wykorzystano zarówno indywidualne wyniki otrzymane przy użyciu zaproponowanej metody do analizy pojedynczych przypadków, jak i rezultaty uzyskane z analizy populacji badawczej. Stosownie do przypadku, indywidualne wartości odniesione zostały do wyników populacyjnych przedstawionych w rozdziale 7. Jeżeli natomiast chodzi o przebieg zmian, dla każdego przypadku wykonano symulację (predykcję) zmian w oparciu o średnią zmianę uzyskaną z badań populacyjnych w rozdziale 8.

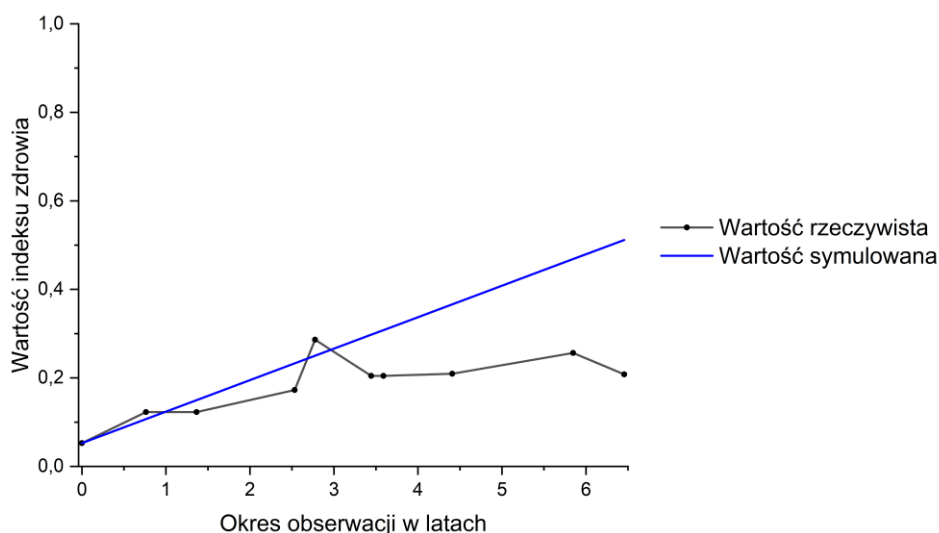
Pierwszym omawianym przypadkiem jest transformator TR1, który był urządzeniem o zaawansowanym wieku (37 lat w wieku rozpoczęcia obserwacji). Ogólny stan techniczny jednostki był dobry, a wartość wskaźnika zdrowia znacznie niższa niż dla transformatorów o zbliżonym stażu pracy. W czasie krótkiego okna obserwacyjnego (4 sprawdzenia w 1,5 roku), przedstawionego na rysunku 9.1, widoczne były oscylacje rzeczywistych wyników wokół przewidywanej wartości indeksu zdrowia, a w ogólnym rozrachunku rezultaty wykazywały tendencję wzrostową i były zbliżone do symulacji. Zmiany wartości wynikały z niewielkich zmian właściwości w każdej z grup analitycznych,

które dalekie były od wielkości alarmujących o przyspieszeniu procesów niekorzystnych dla ogólnego stanu jednostki.



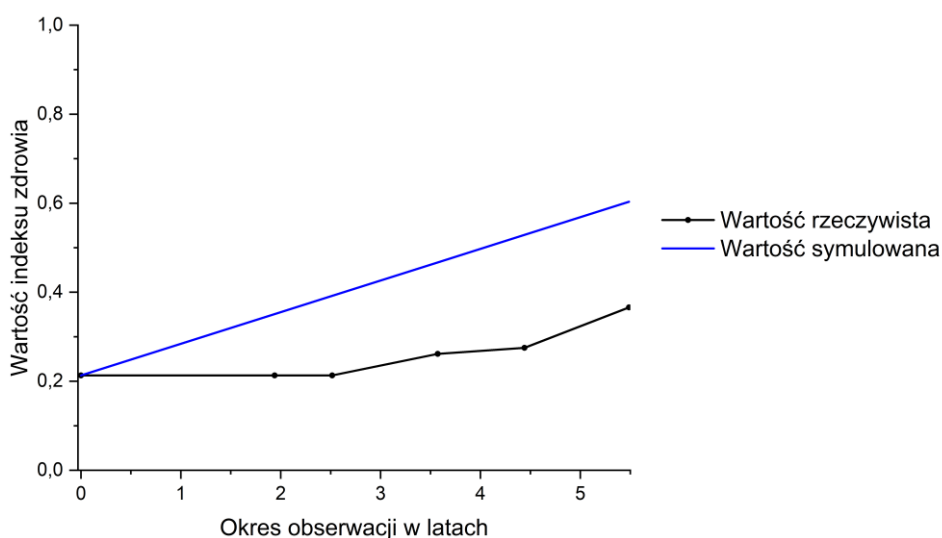
Rysunek 9.1. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR1 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykładowe starzenie normalne

Drugim przykładem jest transformator TR2 o zaawansowanym wieku (35 lat), który był poddawany regularnym sprawdzeniom w okresie 6,5 lat. Wartość indeksu zdrowia, podobnie jak dla transformatora TR1, była znacznie niższa od średnich wartości populacyjnych dla urządzeń w podobnym wieku. W przedstawionym na rysunku 9.2 przebiegu zmian indeksu zdrowia tylko jeden pomiar wyraźnie odbiegał od trendu, który cechował się powolnym wzrostem wartości, jednakże przyrost rzeczywisty w stosunku do początku analizy był prawie trzykrotnie niższy niż wielkości symulowane na podstawie danych populacyjnych. Niewielki charakter zmian wynikał wyłącznie z drobnego pogarszania się parametrów fizykochemicznych oleju w czasie, co jest przypadkiem typowo występującym w urządzeniach bez aktywnych oraz historycznych defektów wewnętrznych.



Rysunek 9.2. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR2 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykładowe starzenie normalne

Kolejny omawiany przypadek to transformator TR3, który znajdował się w końcowym okresie projektowego czasu życia urządzenia (21 lat, 5,5 roku obserwacji). Ogólny stan techniczny jednostki był dobry i podobnie jak dla poprzednich przypadków znacznie odbiegał od typowych średnich wyników w populacji badawczej. Z przebiegów ukazanych na rysunku 9.3 wynika, że jedynie ostatni okres badawczy osiągnął zmienność zbliżoną do przewidywanej. W ogólnym rozrachunku skutkuje to wyraźnie niższą wartością rzeczywistą indeksu zdrowia na końcu analizy od wyniku symulacji. W okresie obserwacji, odnotowane zmiany parametrów ograniczały się jedynie do niewielkiego wzrostu liczby kwasowej (z 0,06 do 0,09 mgKOH/g) oraz drobnej zmiany stężenia 2-FAL (od 0,09 do 0,12 ppm).



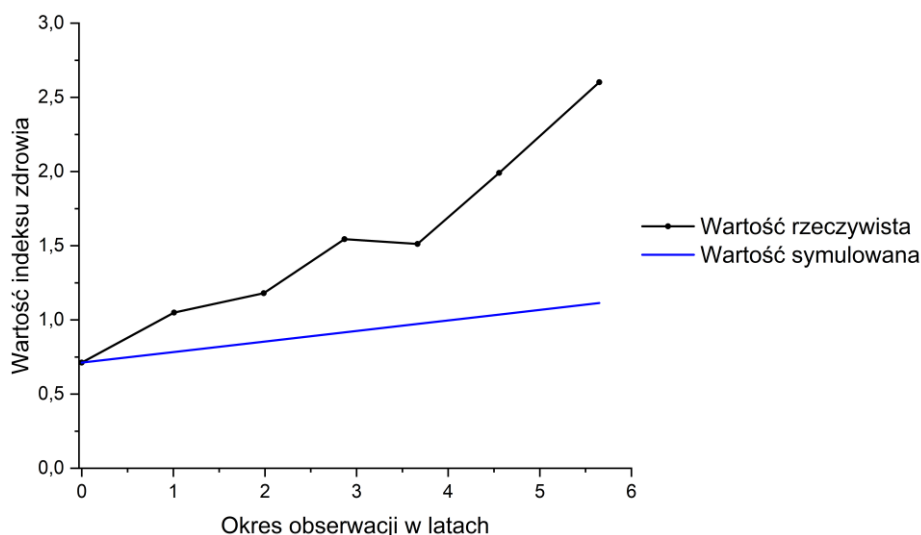
Rysunek 9.3. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR3 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykładowe starzenie normalne

Przedstawione wyżej przykłady wskazują, że typowe przypadki starzenia normalnego przebiegają na dwa sposoby. Pierwszym z nich są niewielkie zmiany właściwości skutkujące wypłaszczoną charakterystyką zmian indeksu zdrowia, która wraz z rosnącym czasem analizy znacząco zaczyna odbiegać od przewidywanych wzrostów opartych na średnich zmianach populacyjnych. Drugim scenariuszem są nieznacznie wyższe wahania parametrów skutkujące wzrostami indeksu zdrowia o wartościach zbliżonych w długim terminie do średnich populacyjnych, które występują przy stopniowo pogarszających się właściwościach urządzenia, jednakże długofalowo nie zagrażają jego bezpieczeństwu eksploatacji do czasu wystąpienia gwałtownych zmian. Grupa parametrów, odpowiadająca za najwyższą zmienność (gazy rozpuszczone w oleju) odgrywa niewielką rolę lub wartości poszczególnych składników są poza wyznaczonymi oknami diagnostycznymi dla zaproponowanej metody analitycznej.

9.2. Zmiany starzeniowe lub wynikające z awarii

Scenariuszem odwrotnym do przedstawionego w poprzednim podrozdziale jest sytuacja, w której stan jednostki ulega ponadnormatywnym zmianom. Ich przyczyny można sklasyfikować jako wewnętrzne lub zewnętrzne. Czynniki wewnętrzne pochodzą bezpośrednio od jednostki i wynikają z wad konstrukcyjnych, materiałowych lub stopniowego pogorszenia się specyficznych właściwości urządzenia. Jeżeli chodzi o przyczyny zewnętrzne, to są one wynikiem działań otoczenia, do których zaliczyć można wyładowania atmosferyczne, przepływy dużych prądów zwarciovych w sieciach lub incydenty sejsmiczne. Występowaniem tego scenariusza zagrożone są wszystkie transformatory na każdym etapie życia. W dalszej części podrozdziału omówiono trzy różne przykłady eksploatacyjne o takim charakterze.

Transformator TR4 jest urządzeniem o bardzo zaawansowanym wieku, który poddany został obserwacji w końcowym założonym dla pracy badawczej okresie eksploatacyjnym (44-50 lat). W przedstawionym na rysunku 9.4 przebiegu, kolejne rzeczywiste wyniki w znacznej mierze odbiegały od prognozowanych. Większość okresów między kolejnymi sprawdzeniami przekraczało wskazany w rozdziale 8.6 próg alarmowy, a ostatnie dwa osiągały wartości progu awaryjnego. Skutkowało to regresją oceny stanu technicznego z dobrej na mierną przy osiągnięciu wyników odbiegających od średnich wartości populacyjnych w czasie 6 lat, co jest znaczącą zmianą z punktu widzenia analitycznego. Pomimo wyraźnych wzrostów ogólnej wartości indeksu zdrowia, główne czynniki wzrostu (HI_{DGA} oraz HI_{ISO}) nie cechowały się zmianami parametrów na poziomach 90 procentowych lub wyższych, wskazując transformator TR4 jako przykład przyspieszonych zmian starzeniowych.

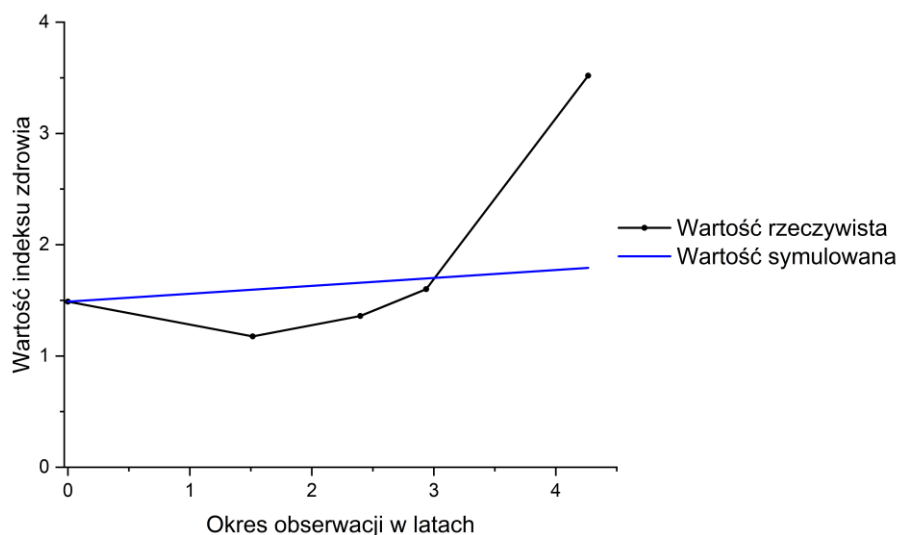


Rysunek 9.4. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR4 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – regularne przyrosty ponadnormatywne

Kolejnym przypadkiem jest transformator TR5 o 18-letnim okresie eksploatacyjnym. W pierwszych trzech latach analizy, cechował się on typowymi wartościami indeksu zdrowia dla jednostek o podobnym wieku, a charakter zmian był podobny jak dla przypadków przedstawionych w rozdziale 9.1. Następny odczyt był jednak znacznie wyższy i należał do grupy ekstremów omówionych w rozdziale 8.4. W ostatnim okresie, znaczące zmiany pochodziły od podindeksów HI_{DGA} oraz HI_{ISO} , ze względu na awaryjne przyrosty stężeń wszystkich gazów rozpuszczonych w oleju uwzględnionych w analizie za wyjątkiem acetylenu. Analiza wyników przy pomocy trójkątów Duvala numer 1 oraz 5 jako przyczynę w obu przypadkach (pomiar 4 oraz 5) wskazała przegrzanie izolacji stałej o temperaturze powyżej 300°C z miejscowym zwęgleniem papieru. Komplementarna ocena przy użyciu trójkąta Duvala numer 4 sygnalizowała również możliwość wystąpienia gazowania pasożytniczego w analizowanym okresie. Sytuacja ta może świadczyć o kombinacji błędów, gdyż pomimo wiodących przyrostów gazów związanych z błędami termicznymi występowały również znaczące zmiany gazów łączonych z obecnością wyładowań. Pomimo tego, że parametry w ostatnim punkcie były w większości w granicach stężeń typowych wskazanych w tabeli 3.3, to skala zmian wymusza na właścicielu jednostki podjęcie działań zaradczych, które w najmniejszym możliwym wymiarze to zwiększenie częstotliwości kolejnych sprawdzeń. W tabeli 9.1 przedstawiono zmiany parametrów analizy między ostatnimi dwoma sprawdzeniami, a pełny przebieg zmian wartości indeksu zdrowia wskazano na rysunku 9.5.

Tabela 9.1. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR5 – awaryjny wzrost wartości

Transformator TR5		
Numer pomiaru	4	5
Dni od rozpoczęcia analizy	1072	1557
Napięcie przebicia [kV]	77,1	70,1
Zawartość wody [ppm]	5	2,4
Kwasowość [mgKOH/g]	0,03	0,03
Wsp. strat dielektrycznych	0,001	0,001
Wodór [ppm]	59,9	183,7
Metan [ppm]	130,2	278,2
Etan [ppm]	80,6	156,1
Etylen [ppm]	95,5	188
Acetylen [ppm]	5,6	28,1
Tlenek węgla [ppm]	191,9	589,4
Dwutlenek węgla [ppm]	6071,7	9191,3
2-FAL [ppm]	0,64	0,68



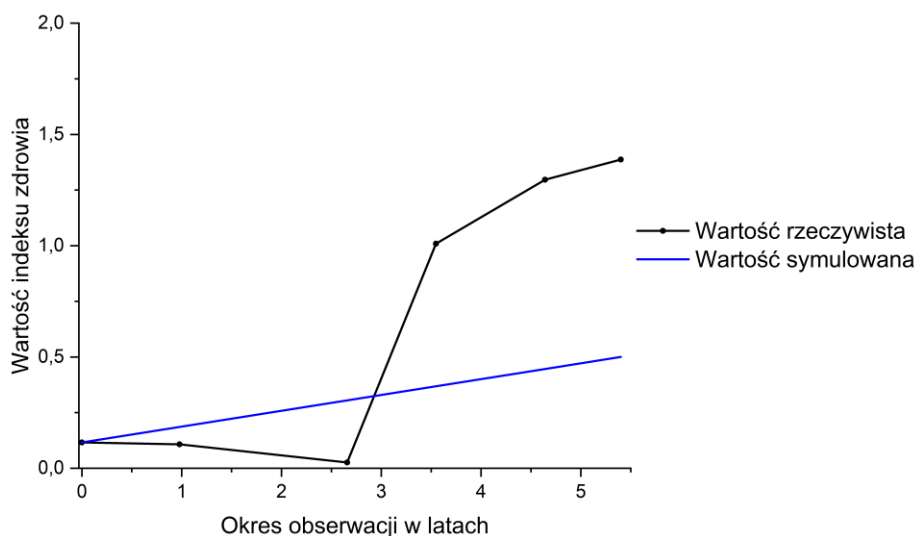
Rysunek 9.5. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR5 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład przyrostu awaryjnego

Analogiczna do powyższej sytuacji wystąpiła w przypadku transformatora TR6, który był poddany obserwacjom w początkowych latach eksploatacji (rozpoczęcie w wieku 4 lat, 5,5 roku analizy). W początkowym okresie, jednostka ta cechowała się bardzo niskimi wartościami wskaźnika zdrowia, typowymi dla nowych urządzeń. W połowie okresu obserwacyjnego, wyniki okresowej chromatografii gazowej wskazały znaczne, awaryjne przyrosty stężeń metanu, etanu i etylenu, a kolejne pomiary potwierdziły trend wzrostowy. Ostatni punkt analizy cechował się niższym przyrostem wartości indeksu zdrowia pomimo proporcjonalnych przyrostów niektórych gazów rozpuszczonych w oleju, gdyż wartości niektórych z nich osiągnęły maksima swoich funkcji diagnostycznych. Ocena diagnostyczna pomiarów 4-6 przy pomocy trójkąta

Duwała numer 1 wskazała kody T2 oraz T3, a dalsze sprawdzenia przy pomocy trójkątów 4 (dla T2) i 5 (dla T2 i T3) dawały rozbieżne wskazania (kolejno O oraz C), co zgodnie z wytycznymi autora metody wskazywało na kombinację uszkodzeń o charakterze termicznym. Powyższe wyniki świadczą o występowaniu uszkodzeń wewnętrznych mogących skutkować awarią, lub skróceniem użytecznego czasu eksploatacyjnego, co wymaga zwiększenia częstotliwości badań okresowych w celu dokładniejszego monitoringu intensywności zjawiska.

Tabela 9.2. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR6 – przejście z fazy starzenia normalnego do przyspieszonego

Transformator TR6				
Numer pomiaru	3	4	5	6
Dni od rozpoczęcia analizy	970	1295	1694	1971
Napięcie przebicia [kV]	73,5	74,5	89,7	72,4
Zawartość wody [ppm]	2,5	2,6	1,8	1,1
Kwasowość [mgKOH/g]	0,02	0,02	0,02	0,02
Wsp. strat dielektrycznych	0,0001	0,0001	0,001	0,001
Wodór [ppm]	2,1	9,5	9,5	7,9
Metan [ppm]	32,1	134,9	235,4	383,8
Etan [ppm]	59,5	93,2	174,1	259,7
Etylen [ppm]	3,8	160,2	209,1	285,6
Acetylen [ppm]	0	0	0	0
Tlenek węgla [ppm]	58,1	106	118,2	139,7
Dwutlenek węgla [ppm]	2050,1	2496,6	3426,2	3974,6
2-FAL [ppm]	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05



Rysunek 9.6. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR6 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład przejścia z fazy starzenia normalnego do starzenia przyspieszonego

Omówione w tym podrozdziale przypadki wskazują dwa główne wzorce dużych zmian indeksu zdrowia, którymi są regularne ponadprzeciętne wzrosty oraz pojedyncze skoki o dużych wartościach. Pierwsze z nich mogą umknąć diagnoście przy ocenie pojedynczego rezultatu, więc konieczne jest sięgnięcie głębiej do wyników historycznych w celu sprawdzenia, czy nie występuje długotrwały trend negatywny dla ogólnego stanu urządzenia. Pojedyncze skoki wartości indeksu zdrowia osiągają często wartości kwalifikujące je do kategorii przyrostów awaryjnych, co sprawia że wymagają one dalszej (niekiedy niezwłocznej) diagnostyki oraz objęcia jednostki większą uwagą przy kolejnych sprawdzeniach. W przypadku transformatorów TR4-6, w każdym z przypadków odnotowano wiodący udział gazów rozpuszczonych w oleju w ponadnormatywnych zmianach wartości indeksu zdrowia, co jest zgodne z wynikami badań nad najwyższymi wzrostami wartości przeprowadzonymi w rozdziale 8.4.

9.3. Wady fabryczne

W eksploatacji transformatorów energetycznych występują sytuacje, gdy w trakcie projektowania i montażu transformatora w fabryce dochodzi do błędów, które nie są wykrywane w trakcie prób fabrycznych. Incydenty takie wynikają z różnych przyczyn, do których zaliczyć można błędne obliczenia konstrukcyjne, użycie materiałów o nieodpowiednich właściwościach oraz błędy popełnione bezpośrednio przy montażu. Zdarzenia takie występują stosunkowo rzadko, ale są bardzo niepożądane, gdyż mogą skutkować poważną awarią transformatora wymagającą transportu do zakładu naprawczego w okresie pierwszych kilku lat od uruchomienia. Dodatkowo, diagnozowanie błędów fabrycznych oraz konstrukcyjnych nie jest zadaniem prostym ze względu na często indywidualny charakter defektu i wymaga współpracy z zespołem inżynierskim wytwórcy jednostki.

W przebiegu kilkuletnich prac badawczych prowadzono obserwacje grupy transformatorów pracujących w jednym zakładzie przemysłowym o identycznej konstrukcji oraz charakterystyce pracy, których wyniki w pierwszym okresie eksploatacyjnym szybko osiągnęły niepożądane wartości. W trakcie wieloletnich analiz powstawały różne hipotezy przyczyn obserwowanych zmian, ale dopiero poważna awaria jednego z urządzeń i rewizja wewnętrzna wykazała źródło przyczyn, które noszą znamiona błędu konstrukcyjnego. Poniżej przedstawiono analizę tego przypadku z wykorzystaniem metody indeksu zdrowia.

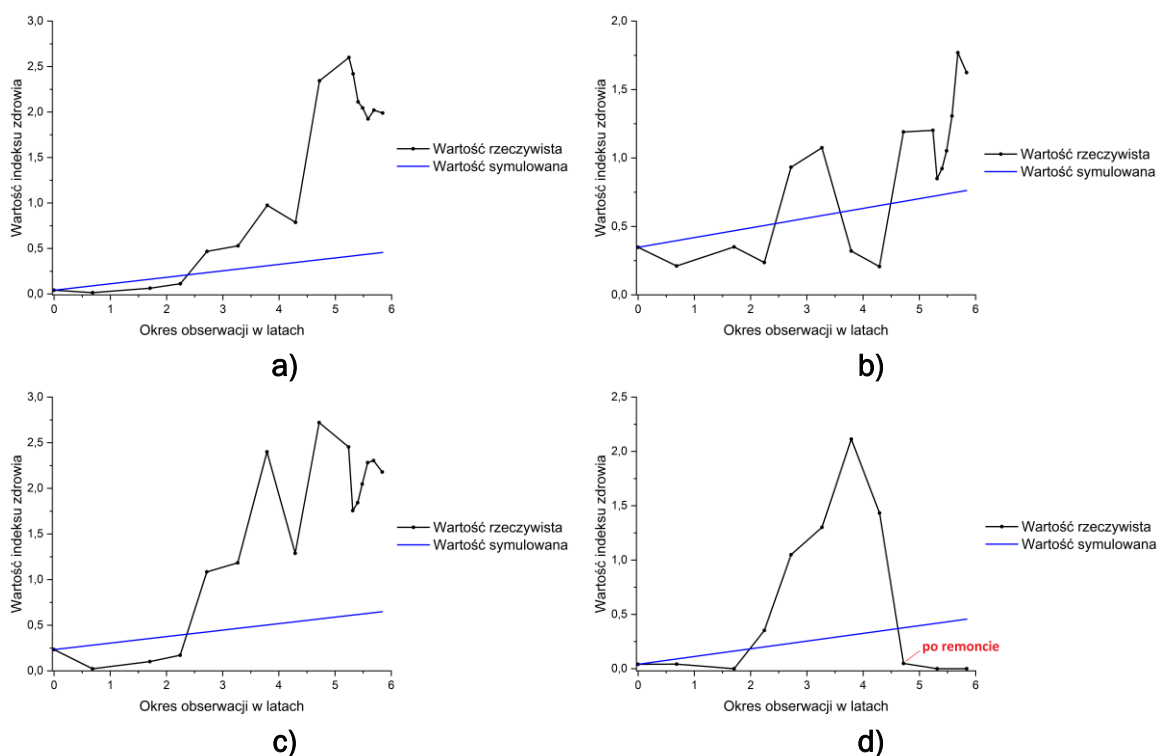
Transformatory TR7-10 to jednostki młode (pierwsza dekada życia), które wprowadzane były do eksploatacji parami – najpierw TR7 i TR8, a dwa lata później w miarę rozbudowy zakładu uruchomiono TR9 i TR10. Urządzenia te były w wykonaniu specjalnym, gdyż ich zadaniem była obsługa komory testowej urządzeń elektroenergetycznych według specyficznej procedury (jednak bez badań zwarciovych). Okres obserwacji dla tej grupy wynosił 6 lat. W początkowej fazie analizy, tj. przez pierwsze dwa lata, obserwowane wyniki badań olejowych były typowe dla urządzeń w tej grupie wiekowej, a transformatory te nie sprawiały problemów eksploatacyjnych. Następnie, niemal jednocześnie w całej grupie, zaczęto obserwować znaczne zmiany

parametrów o podwójnym charakterze – diagnostyka w miesiącach letnich wskazywała awaryjne przyrosty koncentracji gazów, a miesiące zimowe przynosiły wyraźne spadki stężeń. W każdym z przypadków odnotowano duże wzrosty koncentracji wodoru oraz etanu, średnie ilości metanu, tlenku węgla i dwutlenku węgla oraz minimalny udział etylenu oraz acetylenu. Dodatkowo, wraz z czasem obserwowano szybko postępujące pogorszenie właściwości fizykochemicznych oleju – napięcie przebicia było niskiej, lecz akceptowalnej wartości, jednakże doszło do znacznego wzrostu zawartości wody oraz kwasowości oleju. Przebieg zmian parametrów analizy indeksu zdrowia dla jednostki o najbardziej dynamicznych zmianach (TR9) przedstawiono w tabeli 9.3, a graficzne przedstawienie zmian wyników całej grupy ukazano na rysunku 9.7.

W piątym roku analizy doszło do awaryjnego wyłączenia transformatora TR10 od drugiego stopnia przekaźnika Buchholza oraz zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Diagnostyka obiektowa wykazała zwarcie między uzwojeniami DN a uziemioną kadzią, co uniemożliwiało dalszą pracę jednostki i wymagało demontażu urządzenia i transportu do fabryki producenta. Rewizja wewnętrzna wykazała wyraźne przerwanie ciągłości przewodów wyprowadzenia uzwojeń (ze śladami wypalenia) jednej z faz oraz ślady nadpalenia w tym samym miejscu na dwóch innych fazach. Ze względu na duże prądy robocze po stronie DN, wyprowadzenie z każdego z uzwojeń wykonane było dwoma przewodami połączonymi złączem skręcanym do dolnej części przepustu DN. Miejsce wypalenia, znajdujące się kilkanaście centymetrów poniżej końcówki kablowej, wskazywało na niewłaściwe wykonanie zaciśnięcia końcówki przewodu wyprowadzenia uzwojenia, które w połączeniu z regularnym dużym obciążeniem (do 90% obciążenia mocy znamionowej cyklicznie skutkującej temperaturą oleju powyżej 70 °C) mogło być przyczyną przegrzania miejscowego. Duża obecność wodoru mogła wynikać zarówno z intensywnego gazowania pasożytniczego w okolicy miejsca przegrzania, jak i miejscowych wyładowań niezupełnych w obszarach miejscowej degradacji układu izolacyjnego. Hipoteza dotycząca wodoru nie mogła być jednak potwierdzona, gdyż w okresie obserwacji właściciel grupy jednostek pomimo zaleceń laboratorium nie zdecydował się przeprowadzić diagnostyki wyładowań niezupełnych na pozostałych transformatorach dotkniętych podobnymi problemami. Występowanie śladów nadpalenia w innych fazach potwierdzało, że błąd ten nie był losowy, a wynikał ze złej procedury montażu fabrycznego transformatora, która nie była dostosowana do specjalnego wykonania urządzenia.

Tabela 9.3. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR9 – rozwój defektu wewnętrznego

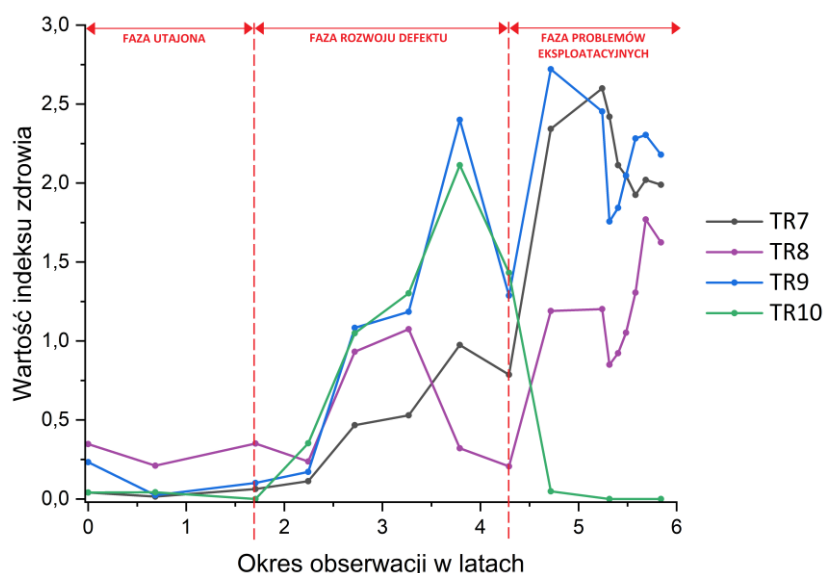
Transformator TR9						
Numer pomiaru	4	5	6	7	8	9
Dni od rozpoczęcia analizy	819	992	1193	1383	1566	1722
Napięcie przebicia [kV]	55,3	42,2	41,8	41,5	46,5	50,8
Zawartość wody [ppm]	7,3	6,3	12	17,7	22,7	27
Kwasowość [mgKOH/g]	0,03	0,04	0,05	0,06	0,09	0,12
Wsp. strat dielektrycznych	0,009	0,010	0,012	0,014	0,016	0,017
Wodór [ppm]	55,2	78,3	71,8	437,7	111,8	433,7
Metan [ppm]	13,3	45,3	22,3	35	9,5	52,9
Etan [ppm]	88,2	294,9	376,1	435,1	312,6	452,2
Etylen [ppm]	2,6	5,8	8,4	12,8	8,3	21,7
Acetylen [ppm]	0	0	0	0,9	0	5,9
Tlenek węgla [ppm]	27,8	86,2	60,2	242,2	194,8	278,2
Dwutlenek węgla [ppm]	1427,5	2479,4	4213,3	4028,7	3240,8	6525
2-FAL [ppm]	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05



Rysunek 9.7. Przebiegi zmian wartości indeksu zdrowia dla grupy transformatorów zestawione z prognozowaną progresją wyniku – przykład rozwoju defektu fabrycznego: a) transformator TR7; b) transformator TR8; c) transformator TR9; d) transformator TR10

Aby ułatwić zrozumienie tego przypadku, przygotowany został przebieg zmian wartości zawierający wszystkie urządzenia zawarte w tej grupie (rysunek 9.8). Zabieg ten

z punktu widzenia analitycznego był możliwy, gdyż pobór oleju z urządzeń następował w tych samych terminach. Przebiegi na rysunku 9.8 wskazują, że zmiany przebiegały w sposób zbliżony dla większości jednostek za wyjątkiem transformatora TR8, który znaczące wzrosty odnotował dopiero w końcowej fazie obserwacji. Rozwój defektu można podzielić na trzy fazy – utajoną, intensywnego przyrostu wartości oraz podwyższonego ryzyka eksploatacyjnego. Dopiero w drugiej części raporty diagnostyczne wskazywały na stopniowe pogarszanie się stanu jednostki z zaleceniem zwiększenia częstotliwości badań technicznych. Trzecia faza rozpoczęła się po nagłej awarii transformatora TR10, gdzie raporty badawcze zalecały potrzebę szerszego programu diagnostycznego, ale właściciel nie zdecydował się na jego podjęcie mając świadomość konieczności potencjalnej naprawy fabrycznej pozostałych jednostek i postanowił eksploatować je ze względu komercyjnego do momentu wystąpienia kolejnych awarii.



Rysunek 9.8. Zestawienie przebiegów zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatorów TR7-10

Powyższy przypadek wskazuje, jak trudnym zagadnieniem jest ocena pod kątem stwierdzenia wystąpienia defektu fabrycznego. Werdykt taki na pewno nie jest możliwy w oparciu jedynie o wyniki analizy olejowej, niemniej są one najlepszym łatwo dostępnym źródłem informacji o procesach zachodzących wewnątrz transformatora. Przyrosty awaryjne stężeń gazów rozpuszczonych w oleju lub wartości indeksu zdrowia są podstawą do podjęcia działań diagnostycznych, gdyż w przeciwnym wypadku bierność może spowodować poważną awarię jednostki, tak jak w przypadku transformatora TR10.

9.4. Wpływ zabiegów konserwacyjnych oleju na wartość indeksu zdrowia

Izolacja ciekła transformatora narażona jest na szereg zagrożeń i w trakcie długotrwałej eksploatacji ulega starzeniu. W przeciwieństwie do części aktywnej oraz izolacji stałej, czynności zapobiegawcze oraz naprawcze związane z układem olejowym można wykonać w miejscu zainstalowania transformatora. Najpowszechniejszymi z nich są regeneracja oraz wirowanie (uzdatnianie) oleju. Pierwsze jest procesem odtworzenia właściwości zestarzonej cieczy do parametrów zbliżonych do nowego produktu z użyciem specjalnych środków aktywnych (np. ziemi okrzemkowej). Uzdatnianie polega natomiast na użyciu agregatu próżniowego do oczyszczenia oleju z cząstek stałych, usunięcia wilgoci oraz jego odgazowania. W niniejszym rozdziale omówiono przykłady trzech transformatorów poddanych procesom poprawy właściwości oleju oraz wpływu procedur na przebiegi wartości indeksu zdrowia w czasie.

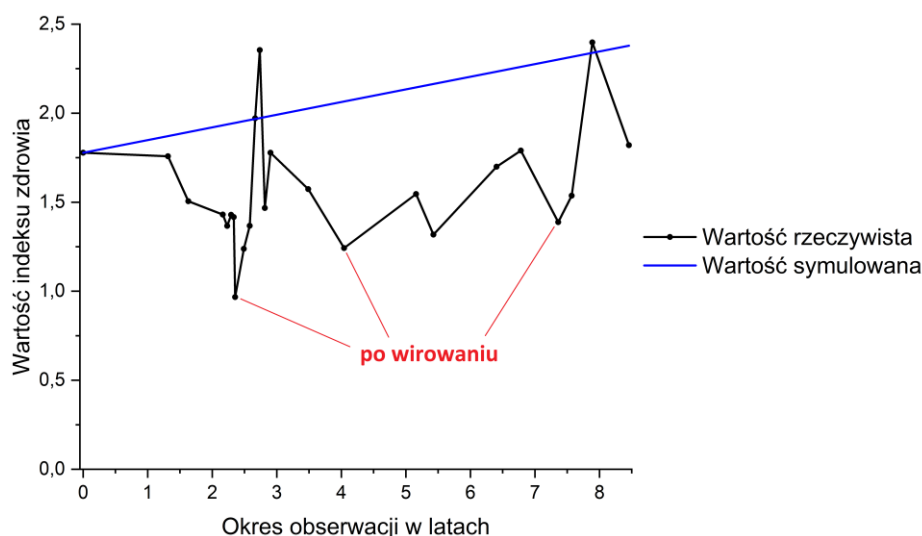
Transformator TR11 był urządzeniem o zaawansowanym wieku (33 lata w momencie rozpoczęcia analizy), którego obserwacja stanu technicznego trwała 8,5 roku. Wartości indeksu zdrowia były na poziomie typowych obserwowanych w tej grupie wiekowej, jednakże występowała duża zmienność wynikająca z postępu procesów starzeniowych zachodzących w jednostce, co jest wyraźnie widoczne na rysunku 9.9. W związku z tym, w trakcie okresu obserwacji trzykrotnie zostały podjęte działania mające na celu odgazowanie oleju ze względu na znaczną zawartość w nim gazów palnych. Zabiegi te każdorazowo pozwoliły od nowa obserwować, czy charakter zmian nie postępuje z przegrzań niskotemperaturowych w kierunku bardziej szkodliwych błędów poprzez ocenę przyrostów odpowiednich stężeń gazów w kolejnych badaniach. Zestawienie zmian wartości parametrów analitycznych przed oraz po wykonanych zabiegach znajduje się w tabeli 9.4. Należy jednak zaznaczyć, że pomiar 8 był wykonany bezpośrednio po zabiegu, a pomiary 16 i 21 zostały zrobione dopiero po pewnym czasie, co powoduje że odnotowane w tych próbach stężenia gazów nie są na tak niskich poziomach jak obserwowane bezpośrednio po wirowaniu oleju.

Innym zagadnieniem są poziomy 2-FAL przyjęte do obliczania indeksu zdrowia – ze względu na specyfikę procesu zabiegi na oleju doprowadzają do znacznego zmniejszenia lub całkowitego usunięcia furfuralu z cieczy izolacyjnej bez znaczących właściwości regeneracyjnych izolacji papierowej, co jest niekorzystne z punktu widzenia diagnostycznego, gdyż obserwowane niskie wyniki nie korespondują z rzeczywistym poziomem zestarzenia izolacji stałej. Z tego powodu zdecydowano się na użycie historycznie najwyższego odnotowanego wyniku w celu urealnienia wartości wskaźnika zdrowia. W ogólnym rozrachunku zabiegi przeprowadzone nie prowadziły do długotrwałej poprawy stanu zdrowia jednostki i miały charakter jedynie doraźny.

Tabela 9.4. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR11 – wpływ wirowania oleju na dane analityczne

Transformator TR11						
Numer pomiaru	7	8	15	16	20	21
Dni od rozpoczęcia analizy	852	860	1273	1476	2476	2687
Napięcie przebicia [kV]	75	72,5	59,5	66,9	77,9	78,8
Zawartość wody [ppm]	2,2	1,7	5,6	5,5	5,9	6,3
Kwasowość [mgKOH/g]	0,05	0,057	0,08	0,1	0,14	0,14
Wsp. strat dielektrycznych	0,037	0,0369	0,0529	0,054	0,06	0,056
Wodór [ppm]	35,5	0	48	8,9	9,2	33,4
Metan [ppm]	71,8	0,4	73,3	39,3	90,9	2,8
Etan [ppm]	874,5	15,7	240,6	36,1	204,9	4
Etylen [ppm]	37,6	2,7	22,3	4,5	14,8	2,2
Acetylen [ppm]	0,98	0	0	0,3	0	0
Tlenek węgla [ppm]	260,9	14,4	336	232,7	277,1	197
Dwutlenek węgla [ppm]	2505,8	124,9	2858,6	658,9	2889,8	817,6
2-FAL [ppm]	0,08*	0,09*	0,09*	0,08*	0,13*	0,13*

* Ze względu na wpływ zabiegów regeneracyjnych oleju do obliczania wartości indeksu zdrowia użyta została historycznie najwyższa odnotowana wartość (1,21 ppm).



Rysunek 9.9. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR11 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład wielokrotnego prewencyjnego wirowania oleju

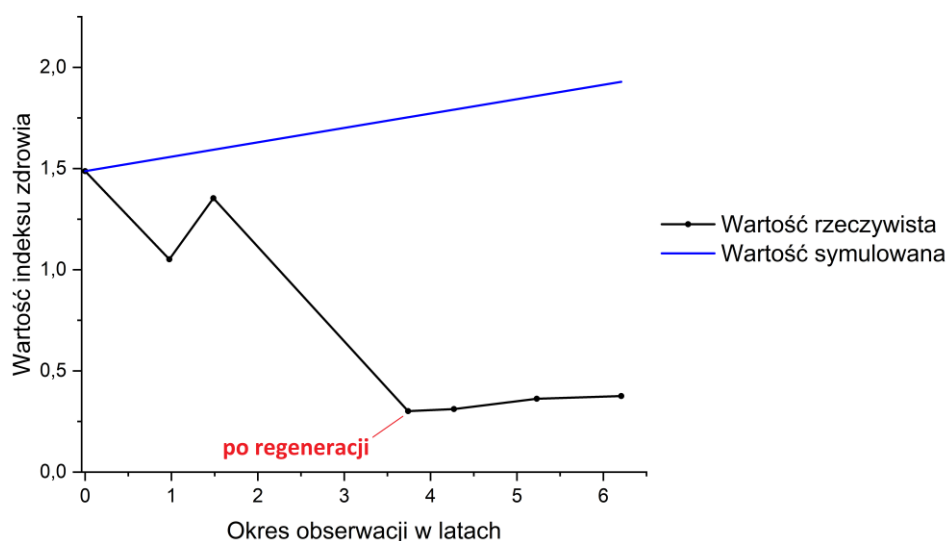
Transformator TR12 to urządzenie o długim okresie obserwacji w końcowym okresie zakładanej analizy (44 lata, 6 lat obserwacji). Początkowe wartości indeksu zdrowia były na niewiele niższym poziomie niż średnie dla jednostek na podobnym etapie życia. W czwartym roku transformator został poddany regeneracji oleju ze względu na długo utrzymujące się złe wartości parametrów fizykochemicznych (wysoka zawartość wody, kwasowości oraz stratności dielektrycznej). Wartości parametrów analitycznych w kolejnych badaniach przed oraz po wykonanej procedurze zostały wskazane w tabeli 9.5. Do momentu regeneracji obserwowano stopniowe przyrosty

stężeń gazów świadczące o występowaniu przegrzań miejscowych niskotemperaturowych, ale proces ten znacząco spowolnił po przeprowadzonym zabiegu. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia został przedstawiony na rysunku 9.10 i wynika z niego, że regeneracja oleju miała pozytywny wpływ na ogólną kondycję urządzenia (wartości znacznie poniżej symulowanych wielkości) oraz wydłużenie perspektyw jej dalszej pracy ze względu na ponadprzeciętny wynik dla tak zaawansowanego wieku.

Tabela 9.5. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR12 – wpływ regeneracji oleju na dane analityczne

Transformator TR12		
Numer pomiaru	3	4
Dni od rozpoczęcia analizy	542	1365
Napięcie przebicia [kV]	55,2	58,6
Zawartość wody [ppm]	10,36	3,3
Kwasowość [mgKOH/g]	0,093	0,01
Wsp. strat dielektrycznych	0,13	0,01
Wodór [ppm]	21,3	4,5
Metan [ppm]	100,7	8,5
Etan [ppm]	311,5	0
Etylen [ppm]	44,6	3
Acetylen [ppm]	1,1	0
Tlenek węgla [ppm]	222,9	96,7
Dwutlenek węgla [ppm]	3035,8	727,1
2-FAL [ppm]	0,415*	0,06*

* Ze względu na wpływ zabiegów regeneracyjnych oleju do obliczania wartości indeksu zdrowia użyta została historycznie najwyższa odnotowana wartość (0,53 ppm).



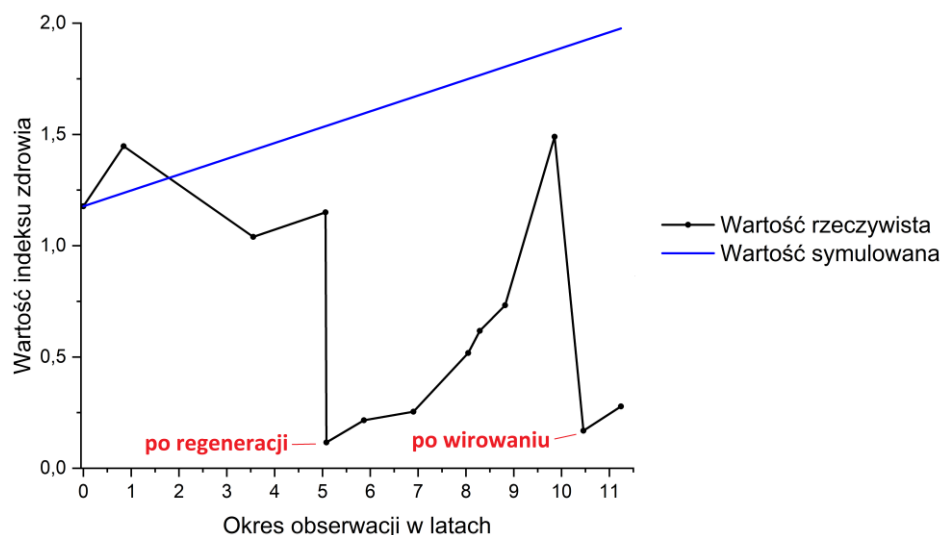
Rysunek 9.10. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR12 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład wpływu regeneracji oleju

Podobnie jak w przypadku poprzednio omówionych wyników historycznych jednostek, transformator TR13 był urządzeniem o zaawansowanym wieku (38 lat, okres analityczny trwał 11 lat). W początkowej fazie obserwacji, wartość indeksu zdrowia była nieznacznie niższa od wyników obserwowanych dla transformatorów na podobnym etapie eksploatacji. W piątym roku obserwacji podjęta została decyzja o potrzebie przeprowadzenia regeneracji oleju ze względu na długo utrzymujące się niekorzystne właściwości fizykochemiczne (wysoka zawartość wody oraz kwasowość). Z racji na krótki odstęp między badaniami przed i po procedurze można bezpośrednio wskazać, że proces ten spowodował zmniejszenie wyniku z 1,15 do 0,12. Po regeneracji nastąpił okres wyraźnych przyrostów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju (metanu, etanu, etylenu i tlenku węgla), który według raportów laboratorium wynikał z przegrzań miejscowych w zakresie temperatur 300-700°C w obrębie części magnetycznej transformatora. Sytuacja ta doprowadziła do decyzji o potrzebie przeprowadzenia wirowania oleju w jedenastym roku obserwacji, która skutkowałą spadkiem wartości indeksu zdrowia do poziomów uzyskanych 5 lat wcześniej po regeneracji oleju. Na uwagę zasługuje zestawienie pierwszych pomiarów po przeprowadzonych procedurach, gdyż wartości przyrostów były bardzo zbliżone, co potwierdzały zarówno skład jak i ilość obserwowanych gazów w oleju. Sytuacja taka wskazuje, że istnieje duże prawdopodobieństwo powtórzenia się przebiegu wzrostu indeksu zdrowia w podobny sposób, jak po regeneracji oleju. Zestawienie wybranych wyników laboratoryjnych do analizy metodą indeksu zdrowia między zabiegami olejowymi znajdują się w tabeli 9.6, a przebieg zmian wartości w okresie obserwacji przedstawiono na rysunku 9.11.

Tabela 9.6. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR13 – wpływ regeneracji oraz wirowania oleju na dane analityczne

Transformator TR13				
Numer pomiaru	4	5	11	12
Dni od rozpoczęcia analizy	1848	1855	3597	3817
Napięcie przebicia [kV]	76,1	85,4	65,3	76,7
Zawartość wody [ppm]	14,9	0,6	6,3	6,2
Kwasowość [mgKOH/g]	0,171	0,004	0,03	0,03
Wsp. strat dielektrycznych	0,035	0,0036	0,012	0,014
Wodór [ppm]	35,3	0	25	1,2
Metan [ppm]	6,8	0	128,5	2,8
Etan [ppm]	6,1	0	100,3	2,6
Etylen [ppm]	12	0	216,5	6
Acetylen [ppm]	5	0	9,4	1
Tlenek węgla [ppm]	333	7,1	356,2	60,4
Dwutlenek węgla [ppm]	1018,6	7,3	1240,1	125,2
2-FAL [ppm]	0,27	<0,05*	<0,05*	<0,05*

* Ze względu na wpływ zabiegów regeneracyjnych oleju do obliczania wartości indeksu zdrowia użyta została historycznie najwyższa odnotowana wartość (0,27 ppm).



Rysunek 9.11. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR13 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład wpływu regeneracji oraz wirowania oleju

Analiza przypadków z populacji badawczej wskazuje, że procedury zmierzające do poprawy właściwości oleju wykonuje się głównie na jednostkach o zaawansowanym wieku, w których badania okresowe wykazują obecność produktów starzenia w oleju, oraz jednostkowo na urządzeniach dotkniętych defektami wewnętrznymi niezależnie od ich wieku. Wpływ zabiegów na wynik indeksu zdrowia jest znaczący i łatwy do zidentyfikowania na wykresach przebiegu zmian wartości w czasie. Analizy przypadków TR11-13 pokazały, że procesy te mogą mieć zarówno krótkotrwałe, jak i długotrwałe skutki uzależnione od aktywności defektów wewnętrznych oraz tempa procesów starzeniowych. Dodatkowym zagrożeniem z punktu widzenia diagnostyki jest sytuacja, gdy zabiegi wpływają jedynie na jednorazowe obniżenie wartości indeksu zdrowia, a po procedurze następuje stopniowy powrót do wcześniej obserwowanych wielkości ze względu na migrację wilgoci z izolacji stałej transformatora lub dalszą aktywność wcześniej obserwowanego defektu. Scenariusz ten podkreśla potrzebę znajomości szerszego kontekstu wyników oraz historii eksploatacyjnej jednostki przed wydaniem ostatecznej ekspertyzy diagnostycznej.

10. Podsumowanie i wnioski

Zespoły zarządzania majątkiem w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych szczególną uwagę przywiązują do utrzymania transformatorów w dobrej kondycji, gdyż ich nieplanowane awarie są bardzo uciążliwe ze względu na wysokie koszty napraw oraz straty związane z niedostępnością energii lub zatrzymaniem procesów technologicznych. Pomimo dużej dostępności metod pozwalających badać właściwości różnych części transformatorów, budżety służb utrzymania ruchu nie są nieograniczone i personel zarządzający jest zmuszony podejmować decyzje zmierzające do optymalizacji działań diagnostycznych oraz gospodarki remontowej.

W tych realiach, w ostatnich latach popularność zyskują metody indeksu zdrowia, które ze względu na swoją prostotę są powszechnie wdrażane przez szereg użytkowników tego typu urządzeń. Powszechnie opisane w literaturze procedury różnią się między sobą złożonością oraz sposobem konstrukcji algorytmu, a każdy z nich jest dostosowany w celu osiągnięcia specyficznych celów przyjętych przez jego autorów. Główny nacisk kładziony jest na jak najdokładniejsze określenie bieżącego stanu technicznego, powodując znaczne koszty pojedynczej oceny, co w ostateczności ogranicza możliwość stosowania tej metody. Sytuacja ta dała impuls do prac nad alternatywnym indeksem zdrowia, którego podstawowym zadaniem byłoby wstępne określenie kondycji badanego urządzenia na podstawie regularnie przeprowadzanych niedrogich procedur diagnostycznych dających kluczowe informacje o stanie jednostki, które również wykonywane były w przeszłości, aby umożliwić wykorzystanie zgromadzonych danych historycznych.

Opracowana metoda została przetestowana na dużej populacji transformatorów, a wyniki tych badań zostały wykorzystane do stworzenia kryteriów oceny zmian wartości indeksu zdrowia między kolejnymi sprawdzeniami. Zabieg ten pozwala na rozszerzenie procedury oceny o analizę charakteru oraz wielkości zmian, którym historycznie podlegało urządzenie. Jest to podejście unikatowe, niestosowane wcześniej dla opisanych w literaturze indeksów zdrowia, i pozwala na zwiększenie możliwości stosowania tej metody poprzez większe zaangażowanie danych archiwalnych. W połączeniu z zebranymi danymi populacyjnymi, analiza zmian między kolejnymi badaniami może być zastosowana również jako narzędzie predykcyjne. Omówione w dysertacji analizy przypadków potwierdziły zasadność postawionych progów alarmowych oraz awaryjnych, skutecznie wskazując momenty, w których należało podjąć dalsze kroki diagnostyczne.

Na podstawie powyższych wniosków można stwierdzić, że cel pracy zdefiniowany jako **„Opracowanie metody wstępnej oceny kondycji transformatorów mocy w oparciu o powszechnie stosowane metody diagnostyczne niewymagające wyłączenia jednostek z ruchu elektrycznego, która pozwoli w uproszczony sposób prowadzić analizę porównawczą urządzeń oraz klasyfikację zmian stanu technicznego między kolejnymi badaniami”** został osiągnięty, a sformułowane tezy pracy **„Istnieje możliwość skutecznej**

oceny zmian stanu technicznego transformatorów mocy w oparciu o powszechnie stosowane metody diagnostyczne oleju elektroizolacyjnego” oraz „Na podstawie archiwalnych wyników badań diagnostycznych oraz analizy populacyjnej transformatorów możliwe jest określenie, jakie wartości zmian indeksu zdrowia między kolejnymi sprawdzeniami są zagrożeniem dla bezpiecznej pracy jednostek” zostały udowodnione.

Niniejsza praca doktorska nie wyczerpuje całkowicie tematu zastosowania indeksów zdrowia do oceny populacji transformatorów mocy, pozostawiając dwa problemy badawcze. Pierwszym z nich jest analiza szczegółowa dużych grup transformatorów o podobnym typie oraz charakterystyce pracy, gdyż jak wykazano w rozdziale 7, wyniki populacyjne różnią się znacząco między poszczególnymi grupami, a badania takie uszczegółowiłyby wytyczne diagnostyczne. Drugim, w związku ze wzrostem udziału w rynku i powolnym wypieraniu olejów mineralnych przez alternatywne ciecze dielektryczne jest stworzenie indeksu zdrowia dostosowanego do specyfiki estrów naturalnych i syntetycznych oraz sformułowanie wytycznych diagnostycznych dla nowo opracowanej metody. Powyższe zagadnienia, ze względu na znaczenie dla przemysłu, znajdują się w orbicie zainteresowań w kontekście przyszłych prac badawczych autora pracy.

Bibliografia

1. Abu Bakar, N., Abu-Siada, A., Islam, S., *A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques*, IEEE Electrical Insulation Magazine, 2014, vol. 30, iss. 3, pp. 39-49, DOI:10.1109/MEI.2014.6804740.
2. Abu-Elanien, A. E. B., Salama, M. M. A., Ibrahim, M., *Calculation of a Health Index for Oil-Immersed Transformers Rated Under 69 kV Using Fuzzy Logic*, IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, vol. 27, iss. 4, pp. 2029-2036, DOI:10.1109/TPWRD.2012.2205165.
3. Abu-Elanien, A., Salama, M. M. A., Ibrahim, M., *Determination of transformer health condition using artificial neural networks*, 2011 International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications, 2011, Sztambuł, Turcja, 15-18 czerwca 2011, DOI:10.1109/INISTA.2011.5946173.
4. Aciu, A.-M., Nicola, C.-I., Nicola, M., Nitu, M.-C., *Complementary Analysis for DGA Based on Duval Methods and Furan Compounds Using Artificial Neural Networks*, Energies, 2021, vol. 14, no. 588, DOI:10.3390/en14030588.
5. ADARSH PLANT PROTECT LTD., *Transformer Tanks*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.adarshplant.com/transformer-tanks/>.
6. Aman, T. A., Mokhtar, A. S., Aizam Talib, M., *Assessment The Overall Health Condition of Transformer Using Health Index and Critical Index Approach: TNB Grid Case Study*, 2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2020, Penang, Malezja, 7-8 grudnia 2020, DOI:10.1109/PECon48942.2020.9314483.
7. Ashkezari, A. D., Ma, H., Saha, T. K., Ekanayake, C., *Application of Fuzzy Support Vector Machine for Determining the Health Index of the Insulation System of In-service Power Transformers*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2013, vol. 20, iss. 3, pp. 965-973, DOI:10.1109/TDEI.2013.6518966.
8. ASTM D1275-15, *Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Liquids*, USA, 2015, DOI:10.1520/D1275-15.
9. ASTM D1500-12(2017), *Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)*, USA, 2017, DOI:10.1520/D1500-12R17.
10. ASTM D2440-13(2021), *Standard Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil*, USA, 2021, DOI:10.1520/D2440-13R21.
11. ASTM D3487-16e1, *Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus*, USA, 2016, DOI:10.1520/D3487-16E01.
12. ASTM D5837-15, *Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)*, USA, 2015, DOI:10.1520/D5837-15.

13. Azmi, A., Jasni, J., Azis, N., Kadir, M. Z. A. A., *Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, vol. 76, pp. 687-700, DOI:10.1016/j.rser.2017.03.094.
14. Banaszak S., *Ocena stanu mechanicznego części aktywnej transformatorów metodą analizy odpowiedzi częstotliwościowej*, Wydawnictwo Uczelniane Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego w Szczecinie, Szczecin, 2016, ISBN 978-83-7663-220-9.
15. Beauchemin, C., *DGA Tools: Duval Triangles and Pentagons*, Międzynarodowa konferencja transformatorowa TRANSFORMATOR'17, Toruń, Polska, 9-11 maja 2017.
16. Benhmed, K., Mooman, A., Younes, A., Shaban, K., El-Hag, A., *Feature Selection for Effective Health Index Diagnoses of Power Transformers*, IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, vol. 33, iss. 6, pp. 3223-3226, DOI:10.1109/TPWRD.2017.2762920.
17. Bohatyrewicz, P., Banaszak, S., *Assessment Criteria of Changes in Health Index Values over Time - A Transformer Population Study*, Energies, 2022, vol. 15, no. 6078, DOI:10.3390/en15166078.
18. Bohatyrewicz, P., Mroziak, A., *The Analysis of Power Transformer Population Working in Different Operating Conditions with the Use of Health Index*, Energies, 2021, vol. 14, no. 5213, DOI:10.3390/en14165213.
19. Bohatyrewicz, P., Płowucha, J., Subocz, J., *Condition Assessment of Power Transformers Based on Health Index Value*, Applied Sciences, 2019, vol. 9, no. 4877, DOI:10.3390/app9224877.
20. Broszura EnviroTronics: *Transformer Breathers*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.envirotronics.com.au/23-transformer-breathers>.
21. Broszura Hitachi Energy: *RESIBLOC transformers*, dokument nr 1LDE000066, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/distribution-transformers/dry-type-transformers/resibloc-transformers>.
22. Broszura Hitachi Energy: *Vacuum cast coil type transformers hi-T Plus series*, dokument nr 1LES100010-ZD, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/distribution-transformers/dry-type-transformers/vacuum-cast-coil-vcc-transformers>.
23. Broszura Maschinenfabrik Reinhausen: *MESSKO MTO*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.reinhausen.com/productdetail/oil-level-indicator/messko-mto>.
24. Broszura QUALITROL: *Large pressure relief devices*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.qualitrolcorp.com/products/pressure-controls-gauges-and-relays/pressure-relief-devices/qualitrol-lprd/>.
25. Broszura QUALITROL: *Rapid pressure rise relays*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.qualitrolcorp.com/products/pressure-controls-gauges-and-relays/rapid-pressure-rise-relays/qualitrol-900-910/>.

26. Broszura Stalprodukt S.A.: *Rdzenie transformatorowe*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.stalprodukt.com.pl/oferta/rdzenie-transformatorowe>.
27. *Budowa i obliczanie rdzeni transformatorów energetycznych*, red. E. Jezierski, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1979, ISBN 83-204-0095-3.
28. Bustamante, S. et al, *Case Study - Calculation of DGA Limit Values and Sampling Interval in Power Transformers*, 2019 6th International Advanced Research Workshop on Transformers (ARWtr), 2019, Cordoba, Hiszpania, 07-09 października 2019, DOI:10.23919/ARWtr.2019.8930184.
29. CIGRE 227, *Life Management Techniques for Power Transformer*, Working Group A2.18, Paryż, Francja, 2003.
30. CIGRE 248, *Guide on Economics of Transformer Management*, Working Group A2.20, Paryż, Francja, 2004.
31. CIGRE 323, *Ageing of Cellulose in Mineral-Oil Insulated Transformers*, Task Force D1.01.10, Paryż, Francja, 2007.
32. CIGRE 378, *Copper Sulphide in Transformer Insulation*, Working Group A2.32, Paryż, Francja, 2009.
33. CIGRE 436, *Experiences in Service with New Insulating Liquids*, Working Group A2.35, Paryż, Francja, 2010.
34. CIGRE 445, *Guide for Transformer Maintenance*, Working Group A2.34, Paryż, Francja, 2011.
35. CIGRE 494, *Furanic Compounds for Diagnosis*, Working Group D1.01, Paryż, Francja, 2012.
36. CIGRE 537, *Guide for Transformer Fire Safety Practices*, Working Group A2.33, Paryż, Francja, 2013.
37. CIGRE 642, *Transformer Reliability Survey*, Working Group A2.37, Paryż, Francja, 2015.
38. Davidenko, I. V., Kuzina, T. S., *Analysis of the modern methods of the power transformers health index calculation*, 2017 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), 2017, Sankt Petersburg i Moskwa, Rosja, 1-3 luty 2017, DOI:10.1109/EIConRus.2017.7910856.
39. Diaa-Eldin, A. M., *Development of a New Graphical Technique for Dissolved Gas Analysis in Power Transformers Based on the Five Combustible Gases*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2015, vol. 22, iss. 5, pp. 2507-2512, DOI:10.1109/TDEI.2015.004999.
40. DIN 51353, *Testing of insulating oils - Detection of corrosive sulfur - Silver strip test*, Niemcy, 2021.
41. Dombek, G., Nadolny, Z., Przybyłek, P., *Porównanie estrów naturalnych i olejów mineralnych w aspekcie wykorzystania w transformatorach energetycznych wysokich napięć*, Poznan University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering, 2013, No 74.

42. Drabczyk, A., Molenda, P., Kopiel, J., *Testowanie systemu TrafoGrade*, *Pomiary Automatyka Kontrola*, 2011, nr 4, str. 421-424.
43. Duval, M., *Calculation of DGA Limit Values and Sampling Intervals in Transformers in Service*, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2008, vol. 24, iss. 5, pp. 7-13, DOI:10.1109/MEI.2008.4635656.
44. Duval, M., De Pablo, A., Atanasova-Hoehlein, I., Grisaru, M., *Significance and detection of very low degree of polymerization of paper in transformers*, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2017, vol. 33, iss. 1, pp. 31-38, DOI:10.1109/MEI.2017.7804314.
45. Duval, M., Lamarre, L., *The Duval Pentagon - A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers*, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2014, vol. 30, iss. 6, pp. 9-12, DOI:10.1109/MEI.2014.6943428.
46. Duval, M., Lamarre, L., *The New Duval Pentagons Available for DGA Diagnosis in Transformers Filled with Mineral and Ester Oils*, 2017 Electrical Insulation Conference (EIC), 2017, Baltimore, MD, USA, 11-14 czerwca 2017, DOI:10.1109/EIC.2017.8004683.
47. Duval, M., *The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers*, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2008, vol. 24, iss. 6, pp. 22-29, DOI:10.1109/MEI.2008.4665347.
48. *Dyrektywa Rady 96/59/WE z dnia 16 września 1996 r. w sprawie unieszkodliwiania polichlorowanych bifenyli i polichlorowanych trifenyli (PCB/PCT)*, nr dokumentu 01996L0059-20090807, dostęp on-line (18.04.2023), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A31996L0059>.
49. *Eksploatacja transformatorów energetycznych, tom I*, red. J.Subocz, Energo-Complex, Piekary Śląskie, 2007, ISBN 978-83-924464-1-5.
50. *Eksploatacja transformatorów energetycznych, tom II*, red. J.Subocz, Energo-Complex, Piekary Śląskie, 2008, ISBN 978-83-924464-2-2.
51. *Eksploatacja transformatorów energetycznych, tom III*, red. J.Subocz, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki, Piekary Śląskie, 2015.
52. *FIST 3-30 Facilities Instructions, Standards and Techniques, Transformer Maintenance*, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, Denver, CO, USA, 2000.
53. *FIST 3-31 Facilities Instructions, Standards and Techniques, Transformer Diagnostics*, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, Denver, CO, USA, 2003.
54. FLUKE. *What causes a transformer to overheat?*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.fluke.com/en-us/learn/blog/thermal-imaging/transformer-infrared-inspection>.
55. Ghoneim, S. S. M., Taha, I. B. M., *Comparative Study of Full and Reduced Feature Scenarios for Health Index Computation of Power Transformers*, *IEEE Access*, 2020, pp. 181326-181339, DOI:10.1109/ACCESS.2020.3028689.

56. Ghoneim, S.S.M., *The Degree of Polymerization in a Prediction Model of Insulating Paper and the Remaining Life of Power Transformers*, *Energies*, 2021, vol. 14, no. 670, DOI:10.3390/en14030670.
57. Heathcote, M. J., *The J&P Transformer Book*, edycja 12, 1998.
58. IEC 60076-5:2006, *Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit*, Genewa, Szwajcaria, 2006.
59. IEC 60076-7:2018, *Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*, Genewa, Szwajcaria, 2018.
60. IEC 60156:2018, *Insulating liquids - Determination of the breakdown voltage at power frequency - Test method*, Genewa, Szwajcaria, 2018.
61. IEC 60296:2020, *Fluids for electrotechnical applications - Mineral insulating oils for electrical equipment*, Genewa, Szwajcaria, 2020.
62. IEC 60422:2013, *Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance*, Genewa, Szwajcaria, 2013.
63. IEC 60599:2015, *Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, Genewa, Szwajcaria, 2015.
64. IEC 61125:2018, *Insulating liquids - Test methods for oxidation stability - Test method for evaluating the oxidation stability of insulating liquids in the delivered state*, Genewa, Szwajcaria, 2018.
65. IEC 61198:1993, *Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*, Genewa, Szwajcaria, 1993.
66. IEC 62535:2008, *Insulating liquids - Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil*, Genewa, Szwajcaria, 2008.
67. IEEE Std C57.104-2019, *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*, Piscataway, NJ, USA, 2019, DOI:10.1109/IEEESTD.2019.8890040.
68. IEEE Std C57.106-2015, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*, Piscataway, NJ, USA, 2016, DOI:10.1109/IEEESTD.2016.7442048.
69. IEEE Std C57.152-2013, *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators and Reactors*, Piscataway, NJ, USA, 2013, DOI:10.1109/IEEESTD.2013.6544533.
70. Instrukcja eksploatacji Maschinenfabrick Reinhausen: *Podobciążeniowy przełącznik zaczepów VACUTAP VM*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.reinhausen.com/productdetail/on-load-tap-changers/vacutap-vm>.
71. Instrukcja eksploatacji Maschinenfabrick Reinhausen: *Przełącznik Buchholza MESSKO MSAFE*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.reinhausen.com/productdetail/buchholz-relays/messko-msafe>.
72. Jahromi, A.N., Cress, S., Piercy, R., Fang, W., Service, J., *An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers*, 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, 2008, Vancouver, BC, Kanada, 9-12 czerwca 2008, DOI:10.1109/ELINSL.2008.4570308.

73. Jahromi, A.N., Piercy, R., Cress, S., Service, J. R. R., Fang, W., *An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index*, IEEE Electrical Insulation Magazine, 2009, vol. 25, iss. 2, pp. 20-34, DOI:10.1109/MEI.2009.4802595.
74. Kadim, E. J., Azis, N., Jasni, J., Ahmad, S. A., Aizam Talib, M., *Transformers Health Index Assessment Based on Neural-Fuzzy Network*, Energies, 2018, vol. 11, no. 710, DOI:10.3390/en11040710.
75. *Kadzie, wyposażenie i transport transformatorów energetycznych*, red. E. Jezierski, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1986, ISBN 83-204-0747-8.
76. Karta katalogowa Cargill: *FR3*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.cargill.com/bioindustrial/dielectric-fluids/fr3-fluid>.
77. Karta katalogowa M&I MATERIALS: *MIDEL 7131*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.midel.com/midel-range/midel-7131/>.
78. Karta katalogowa Maschinenfabrik Reinhausen: *CAPT 095*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.reinhausen.com/productdetail/de-energized-tap-changers/capt-095>.
79. Karta katalogowa Maschinenfabrik Reinhausen: *MESSKO Compact Series*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.reinhausen.com/productdetail/thermometer/messko-compact>.
80. Karta katalogowa Nynas: *NYTRO 10XN*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.nynas.com/en/products/transformer-oils/products/nytro-10xn/>.
81. Karta katalogowa Nynas: *NYTRO BIO 300X*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.nynas.com/en/products/transformer-oils/products/nytro-bio-300x/>.
82. Karta katalogowa Nynas: *NYTRO LYRA X*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.nynas.com/en/products/transformer-oils/products/nytro-lyra-x/>.
83. Karta katalogowa Nynas: *NYTRO TAURUS*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.nynas.com/en/products/transformer-oils/products/nytro-taurus/>.
84. Karta katalogowa PRECIMEASURE: *MODEL - 1005A SERIES DIAL TYPE THERMOMETER*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.precimeasure.com/1005a-series/>.
85. Li, E.; Song, B. *Transformer Health Status Evaluation Model Based on Multi-feature Factors*, 2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2014), Chengdu, Chiny, 20-22 października 2014, DOI:10.1109/POWERCON.2014.6993723.
86. Li, S., Wu, G., Dong, H., Yang, L., Zhen, X., *Probabilistic Health Index-Based Apparent Age Estimation for Power Transformers*, IEEE Access, 2020, pp. 9692-9701, DOI:10.1109/ACCESS.2020.2963963.
87. Maina, R., Tumiatti, V., Pompili, M., Bartnikas, R., *Corrosive Sulfur Effects in Transformer Oils and Remedial Procedures*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2009, vol. 16, iss. 6, pp. 1655-1663, DOI:10.1109/TDEI.2009.5361586.

88. Naranpanawe, L., Saha, T., Ekanayake, C., *Moisture and Temperature Effects on Power Transformer Winding Clamping Pressure*, 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference (APPEEC), Xi'An, Chiny, 25-28 października 2016, DOI:10.1109/APPEEC.2016.7779473.
89. Nogueira, T., Carvalho, J., Magano, J., *Eco-Friendly Ester Fluid for Power Transformers versus Mineral Oil: Design Considerations*, *Energies*, 2022, vol. 15, no. 5418, DOI:10.3390/en15155418.
90. Nowiny.pl.: *EDF Rybnik szacuje straty*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.nowiny.pl/98331-edf-rybnik-szacuje-straty.html>.
91. *Ocena stanu technicznego i zarządzanie populacją transformatorów*, red. J. Subocz, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki, Piekary Śląskie, 2013, ISBN 978-83-938292-0-0.
92. Olejniczak, H., Buchacz, T., Bednarska, B., *Siarka korozyjna w olejach transformatorowych problem wciąż aktualny*, ZPBE Energopomiar-Elektryka sp. z o. o.
93. Oliveira, M. M. et al., *Power Transformers Assessment Applying Health Index and Apparent Age Methods*, 2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA), 2020, Montevideo, Urugwaj, 28 września - 2 października 2020, DOI:10.1109/TDLA47668.2020.9326167.
94. Oommen, T. V., Lindgren, S. R., *Bubble Evolution from Transformer Overload*, 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing News Perspectives (Cat. No.01CH37294), 2001, Atlanta, GA, USA, 2 listopada 2001, DOI:10.1109/TDC.2001.971223.
95. Ortiz, F. et al., *Health Index for Power Transformers: A Case Study*, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2016, vol. 32, iss. 5, pp. 7-17, DOI:10.1109/MEI.2016.7552372.
96. Picher, P. et al., *Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking*, Sesja CIGRE, A2-101, 2014, Paryż, Francja, pp. 24-29.
97. Piotrowski, T., *Effectiveness assessment of selected graphical techniques for the interpretation of measured concentrations of gases dissolved in transformer oil*, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2019, r. 95, nr 8, ISSN 0033-2097, DOI:10.15199/48.2019.08.15.
98. Piotrowski, T., *Wykorzystanie związków furanu do oceny zestarzenia izolacji celulozowej transformatorów*, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2017, r. 93, nr 7, ISSN 0033-2097, DOI:10.15199/48.2017.07.03.
99. Poradnik techniczny Hitachi Energy: *Transformatorowe izolatory przepustowe typu GOB*, dokument nr 1ZSE 2750-102, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformer-insulation-and-components/bushings/oil-impregnated-paper-oip/ac-bushings-type-gob>.

100. Prasojo, R. A., Gumilang, H., Suwarno, Maulidevi, N. U., Soedjarno, B. A., *A Fuzzy Logic Model for Power Transformer Faults' Severity Determination Based on Gas Level, Gas Rate, and Dissolved Gas Analysis Interpretation*, *Energies*, 2020, vol. 13, no. 1009, DOI:10.3390/en13041009.
101. Prasojo, R. A., Setiawan, A., Suwarno, Maulidevi, N. U., Soedjarno, B. A., *Development of Power Transformer Remaining Life Model Using Multi-Parameters*, 2021 IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), 2021, Johor Bahru, Malezja, 12-14 lipca 2021, DOI:10.1109/ICPADM49635.2021.9493928.
102. Prasojo, R. A., Suwarno, Maulidevi, N. U., Soedjarno, B. A., *A Multiple Expert Consensus Model for Transformer Assessment Index Weighting Factor Determination*, The 8th International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2020), 2020, Phuket, Tajlandia, 25-28 października 2020, DOI:10.1109/CMD48350.2020.9287198.
103. Przybyłek, P., Moraña, H., Mościcka-Grzesiak, H., *Zjawisko "bubble effect" w izolacji papierowo-olejowej o różnym stopniu zawilgocenia i zesterzenia*, *Pomiary Automatyka Kontrola*, 2009, nr 1, str. 44-46.
104. *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów*, ZPBE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o., Gliwice, 2022, ISBN 978-83-916040-6-9.
105. *Rozporządzenie Komisji (UE) nr 548/2014 z dnia 21 maja 2014 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do transformatorów elektroenergetycznych małej, średniej i dużej mocy*, nr dokumentu 02014R0548-20191114, dostęp on-line (18.04.2023), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1682025302030&uri=CELEX%3A32014R0548>.
106. Różga, P. et al., *A Review on Synthetic Ester Liquids for Transformer Applications*, *Energies*, 2020, vol. 13, no. 6429, DOI:10.3390/en13236429.
107. Scatiggio, F., Calcara, L., Pompili, M., *Risk prevention for HV transformers: Beyond the health index*, 2016 Electrical Insulation Conference (EIC), 2016, Montreal, QC, Kanada, 19-22 czerwca 2016, DOI:10.1109/EIC.2016.7548690.
108. Scatiggio, F., Pompili, M., Calcara, L., *Transformers Fleet Management Through the Use of an Advanced Health Index*, 2018 Electrical Insulation Conference (EIC), 2018, San Antonio, TX, USA, 17-20 czerwca 2018, DOI:10.1109/EIC.2018.8481030.
109. Scatiggio, F., Pompili, M., *Health Index: the TERNA's Practical Approach for Transformers Fleet Management*, 2013 Electrical Insulation Conference (EIC), 2013, Ottawa, ON, Kanada, 2-5 czerwca 2013, DOI:10.1109/EIC.2013.6554228.
110. Schneider Electric: *What is meant by vector group for transformers and why is it important?*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.se.com/eg/en/faqs/FA338393/>.

111. Shroff, D. H., Stannett, A. W., *A review of paper aging in power transformers*, IEE Proceedings, 1985, Vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319.
112. Siegel, M. et al., *Calibration Proposal for UHF Partial Discharge Measurements at Power Transformers*, Energies, 2019, vol. 12, no. 3058, DOI:10.3390/en12163058.
113. Singh, A., Swanson, A. G., *Analysis and improvement of the plant health index used by ESKOM to assess the condition of the power transformers in its distribution fleet*, 19th International Symposium on High Voltage Engineering, 2015, Pilzno, Czechy, 23-28 sierpnia 2015.
114. Słowiński, B., *Uszkodzenie przepustu izolatorowego wysokiego napięcia transformatora blokowego - przyczyną dużej awarii w elektrowni*, Przegląd Elektrotechniczny, 2015, r. 91, nr 10, ISSN 0033-2097, DOI:10.15199/48.2015.10.21.
115. Soni, R., Mehta, B., *Review on asset management of power transformer by diagnosing incipient faults and faults identification using various testing methodologies*, Engineering Failure Analysis, 2021, vol. 128, DOI:10.1016/j.engfailanal.2021.105634.
116. Sousa, A.R.M.d. et al.: *Magneto-Thermo-Structural Analysis of Power Transformers under Inrush and Short Circuit Conditions*, Energies, 2021, vol. 14, no. 3266, DOI:10.3390/en14113266.
117. Szrot, M., Płowucha, J., Molenda, P., *Transformer management system - TrafoGrade*, Transformers Magazine, 2021, vol. 8, iss. 2, pp. 106-115.
118. Szrot, M., Płowucha, J., Subocz, J., Borucki, S., Cichoń, A., *Ekonomiczne aspekty eksploatacji transformatorów z wykorzystaniem systemu TrafoGrade*, Pomiar Automatyka Kontrola, 2009, nr 1, str. 65-68.
119. *Transformatory w eksploatacji*, red. J. Subocz, Energo-Complex, Piekary Śląskie, 2007, ISBN 978-83-924464-0-8.
120. *Transformatory*, red. E. Jezierski, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1983, ISBN 83-204-0487-8.
121. *Transformer oil handbook*, NYNAS AB, Szwecja, 2010, ISBN 91-631-4982-6.
122. *Transformerboard*, red. H.P. Moser, Weidmann AG, 1979.
123. *Transformerboard II*, red. H.P. Moser, Weidmann AG, 1987.
124. Transformers Magazine: *First natural-ester-filled 750kV transformer successfully tested*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://transformers-magazine.com/tm-news/fr3-natural-ester-750-kv-transformer-successfully-developed/>.
125. Transformers Magazine: *World's first 500kV ester transformer presented*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://transformers-magazine.com/tm-news/worlds-first-500-kv-ester-transformer-uses-midel-as-insulating-fluid/>.
126. *Uzwojenia transformatorów energetycznych. Budowa i obliczanie*, red. E. Jezierski, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1982, ISBN 83-204-0427-4.

127. Weidmann Electrical Technology AG: *Cellulose based Transformerboard components that meet the highest requirements*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://weidmann-electrical.com/insulation-technology/components/cellulose-based/>.
128. Wikipedia: Kraft paper, dostęp on-line (18.04.2023), https://en.wikipedia.org/wiki/Kraft_paper.
129. Wolmarans, C., Abrahams, R., *An update on the use of bio-based and sustainable liquids*, 2022 7th International Advanced Research Workshop on Transformers (ARWtr), 2022, Baiona, Hiszpania, 23-26 października 2022, DOI:10.23919/ARWtr54586.2022.9959891.
130. Wolmarans, C., Pahlavanpour, B., Fairholm, R., Nunes, J., *Performance of a Bio-based Hydrocarbon type Insulating Liquid*, 2021 Electrical Insulation Conference (EIC), 2021, Denver, CO, USA, 07-28 czerwca 2021, DOI:10.1109/EIC49891.2021.9612295.
131. Yahaya, M. S. et al., *Estimation of Transformers Health Index Based on the Markov Chain*, *Energies*, 2017, vol. 10, no. 1824, DOI:10.3390/en10111824.
132. Zeinoddini-Meymand, H., Vahidi, B., *Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters*, *IET Science, Measurement & Technology*, 2016, vol. 10, iss. 7, pp. 823-830, DOI:10.1049/iet-smt.2016.0184.
133. Zenithar Foreign Trade and Consulting: *How Transformer Core Design and Production Will be Effected from Eco Design Directive Losses?*, dostęp on-line (18.04.2023), <https://www.zenithar.net/how-transformer-core-design-and-production-will-be-effected-from-eco-design-directive-losses/>.

Spis tabel

Tabela 1.1. Właściwości różnych gatunków olejów mineralnych wyprodukowanych przez Nynas AB [80, 82, 83]	21
Tabela 1.2. Porównanie wybranych właściwości różnych cieczy izolacyjnych – oleju mineralnego super grade [80], oleju biopochodnego [81], estru naturalnego [76] oraz estru syntetycznego [77]	23
Tabela 1.3. Oznaczenia literowe systemu chłodzenia transformatorów.....	28
Tabela 2.1. Graniczne wartości prądów i temperatur przy obciążeniach większych niż znamionowe dla transformatorów z konwencjonalnym układem izolacyjnym [104]....	38
Tabela 2.2. Statystyki awaryjności transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych [37]	42
Tabela 2.3. Statystyki awaryjności transformatorów blokowych [37]	42
Tabela 3.1. Wymagania Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów dotyczące właściwości fizykochemicznych olejów w transformatorach nowych (po montażu) [104]	48
Tabela 3.2. Wymagania Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów dotyczące właściwości olejów w eksploatacji [104]	48
Tabela 3.3. Typowe wartości stężeń gazów rozpuszczonych w oleju według IEC [63] oraz RIET [104]	50
Tabela 3.4. Przyrosty typowe roczne stężeń gazów według IEC [63]	50
Tabela 3.5. Kryteria diagnostyczne metody Rogersa [67]	52
Tabela 3.6. Kryteria diagnostyczne metody IEC [63]	53
Tabela 3.7. Kody diagnostyczne używane w metodzie Trójkątów Duvala [15]	53
Tabela 3.8. Kody diagnostyczne używane w metodzie Pięciokątów Duvala [15].....	55
Tabela 3.9. Kody diagnostyczne używane w metodzie Pięciokątów Mansoura [39]	56
Tabela 3.10. Główne związki furanów oraz prawdopodobne przyczyny ich powstawania [35].....	56
Tabela 3.11. Spodziewany stopień polimeryzacji celulozy w zależności od stężenia 2-FAL w oleju [4].....	57
Tabela 5.1. Czynności wymagane dla pojedynczej analizy przy użyciu wybranych indeksów zdrowia oraz proponowanej metody	72
Tabela 5.2. Testowane przedziały obserwacji dla gazów rozpuszczonych w oleju ujętych w proponowanej metodzie.....	74

Tabela 5.3. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny własności fizykochemicznych oleju dla transformatorów o wartości górnego napięcia $U_{GN} < 72,5$ kV.....	76
Tabela 5.4. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny własności fizykochemicznych oleju dla transformatorów o wartości górnego napięcia $72,5$ kV $\leq U_{GN} \leq 170$ kV	76
Tabela 5.5. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny własności fizykochemicznych oleju dla transformatorów o wartości górnego napięcia $U_{GN} > 170$ kV.....	76
Tabela 5.6. Wartości typowe gazów rozpuszczonych w populacji testowej.....	77
Tabela 5.7. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju	78
Tabela 5.8. Wartości typowe 2-FAL wskazane w światowym badaniu [35] oraz w populacji testowej.....	78
Tabela 5.9. Zestawienie indywidualnych funkcji oraz poszczególnych wag użytych do oceny zesterzenia izolacji stałej w transformatorze	79
Tabela 5.10. Zestawienie wag dla poszczególnych podindeksów w zaproponowanej metodzie	79
Tabela 5.11. Zestawienie wag poszczególnych parametrów w odniesieniu do pełnego indeksu zdrowia	80
Tabela 5.12. Podział transformatorów ze względu na ich znaczenie wykorzystany do oceny uzyskanego wyniku w zaproponowanej metodzie	81
Tabela 5.13. Kryteria ogólnej oceny uzyskanego wyniku w zależności od znaczenia transformatora	82
Tabela 5.14. Dodatkowe zalecenia diagnostyczne przy ocenie zaproponowanym indeksem zdrowia	83
Tabela 7.1. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego transformatorów pracujących jako zespoły blokowe.....	90
Tabela 7.2. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego urządzeń pracujących jako transformatory hutnicze.....	93
Tabela 7.3. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych	95
Tabela 7.4. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego transformatorów pracujących w zakładach przemysłowych	97
Tabela 7.5. Zestawienie wyników analizy ogólnego stanu technicznego całej populacji badawczej.....	99

Tabela 8.1. 90% przyrosty roczne gazów rozpuszczonych w oleju według opracowań IEC [63], publikacji [28] oraz wyznaczone dla grupy badawczej	104
Tabela 8.2. Przyrosty wartości indeksu zdrowia wyliczone na podstawie 90% przyrostów rocznych gazów rozpuszczonych w oleju według opracowań IEC [63], publikacji [28] oraz wyznaczone dla grupy badawczej	104
Tabela 8.3. Obliczone wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody KGM przy użyciu 90% przyrostów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju wskazanych w tabeli 8.1	105
Tabela 8.4. Obliczone zakresy wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody DTM 1 przy użyciu 90% przyrostów stężeń gazów rozpuszczonych w oleju wskazanych w tabeli 8.1	105
Tabela 8.5. Roczne zmiany wartości punktowej składowych oraz pełnego indeksu zdrowia dla poszczególnych grup transformatorów oraz całej populacji badawczej...	109
Tabela 8.6. Klasyfikacja częstotliwości występowania składowych indeksu zdrowia w grupie najwyższych przyrostów wartości indeksu zdrowia	111
Tabela 8.7. Przedawaryjne przyrosty dzienne gazów obserwowane przez CIGRE [43]	112
Tabela 8.8. Obliczone maksymalne miesięczne wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody KGM przy użyciu dziennych przyrostów przedawaryjnych stężeń gazów obserwowanych przez CIGRE [43]	112
Tabela 8.9. Obliczone zakresy miesięcznych wartości wzrostu indeksu zdrowia dla metody DTM 1 przy użyciu dziennych przyrostów przedawaryjnych stężeń gazów obserwowanych przez CIGRE [43]	112
Tabela 8.10. Klasyfikacja częstotliwości występowania składowych indeksu zdrowia w grupie najwyższych naturalnych spadków wartości indeksu zdrowia	113
Tabela 9.1. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR5 – awaryjny wzrost wartości.....	121
Tabela 9.2. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR6 – przejście z fazy starzenia normalnego do przyspieszonego	122
Tabela 9.3. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR9 – rozwój defektu wewnętrznego	125
Tabela 9.4. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR11 – wpływ wirowania oleju na dane analityczne	128
Tabela 9.5. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR12– wpływ regeneracji oleju na dane analityczne	129
Tabela 9.6. Parametry uwzględnione przy obliczaniu indeksu zdrowia dla transformatora TR13 – wpływ regeneracji oraz wirowania oleju na dane analityczne	130

Spis rysunków

Rysunek 1.1. Konstrukcja rdzenia trójkolumnowego [133]	14
Rysunek 1.2. Układ cylindryczny uzwojeń [57]	15
Rysunek 1.3. Wybrane układy połączeń z wizualizacją przesunięcia fazowego [110] .	16
Rysunek 1.4. Układ prasujący rdzeń oraz uzwojenia [88]	17
Rysunek 1.5. Materiały izolacyjne stałe stosowane w transformatorach: a) papier elektrotechniczny [128]; b) kształtki wykonane z Transformerboard [127].....	18
Rysunek 1.6. Zależność wytrzymałości na rozciąganie od stopnia polimeryzacji celulozy [111]	19
Rysunek 1.7. Stanowisko gaszeniowe transformatora [36].....	20
Rysunek 1.8. Zależność napięcia przebicia od zawartości wody dla różnych cieczy izolacyjnych [33]	22
Rysunek 1.9. Typowe konstrukcje transformatorów suchych: a) technologia VCC [22]; b) technologia RESIBLOC [21]	24
Rysunek 1.10. Kadź transformatora mocy wysokiego napięcia [5]	25
Rysunek 1.11. Układy ochronne cieczy izolacyjnej [34]: a) hermetyzacja; b) konserwator z kontaktem z powietrzem atmosferycznym; c) konserwator z membraną; d) konserwator z poduszką powietrzną	26
Rysunek 1.12. Odwilżacz z żelazem krzemionkowym [20].....	27
Rysunek 1.13. Beznapięciowy przełącznik zaczeów [78]	29
Rysunek 1.14. Podobciążeniowy przełącznik zaczeów typu próżniowego produkcji Maschinenfabrik Rheinhausen z wyszczególnionymi głównymi komponentami [70] ..	29
Rysunek 1.15. Izolator przepustowy typu OIP produkcji ABB z wyszczególnionymi komponentami [99]	30
Rysunek 1.16. Przyrządy do pomiaru temperatury: a) oleju (OTI) [79]; b) uwzojeń (WTI) [84]	32
Rysunek 1.17. Pomiar poziomu oleju w transformatorze na przykładzie wskaźnika MESSKO MTO [23]: a) wygląd zewnętrzny przyrządu; b) wizualizacja pracy pływaka...	33
Rysunek 1.18. Przekażnik Buchholza produkcji MESSKO z wyszczególnionymi komponentami [71]	34
Rysunek 1.19. Przekażniki zabezpieczeniowe ciśnieniowe stosowane jako zabezpieczenia przeciwybuchowe transformatorów: a) zawór bezpieczeństwa [24]; b) przekażnik nagłego wzrostu ciśnienia [25]	35

Rysunek 2.1. Propagacja sygnałów pochodzących od WNZ w transformatorze w zależności od miejsca występowania defektu (wewnętrzne – kolor czerwony, zewnętrzne – kolor niebieski) [112]	37
Rysunek 2.2. Przykładowe deformacje uzwojeń [14]: a) pochylone zwoje cewki wywołane siłami poosiowymi; b) uzwojenie z wybrzuszeniami wywołane działaniem sił promieniowych	39
Rysunek 2.3. Wizualizacja kierunku działania sił osiowych (F_a) oraz promieniowych (F_r) [116]	39
Rysunek 2.4. Pożar transformatora blokowego w Elektrowni Rybnik [90]	40
Rysunek 2.5. Widok termograficzny zablokowanego przepływu w radiatorze [54].....	41
Rysunek 2.6. Liczba awarii względem wieku transformatora na przykładzie 770 awarii transformatorów o górnym napięciu znamionowym w przedziale od 100 do 500 kV [37].....	43
Rysunek 2.7. Analiza przyczyn awaryjności 333 transformatorów wyprodukowanych przed 1980 rokiem o górnym napięciu znamionowym przekraczającym 100 kV [37].	43
Rysunek 2.8. Analiza przyczyn awaryjności 342 transformatorów wyprodukowanych po 1980 roku o górnym napięciu znamionowym przekraczającym 100 kV [37]	44
Rysunek 3.1. Skala oceny koloru oleju [9].....	45
Rysunek 3.2. Charakterystyka stanu równowagi pomiędzy wartością wody rozpuszczonej w oleju i zawartością wody w izolacji papierowej (krzywe Oommena) [31]	46
Rysunek 3.3. Rozkład stosunkowy pięciu kluczowych gazów w analizie DGA w zależności od temperatury defektu [15]	51
Rysunek 3.4. Typowe rozkłady procentowe dla czterech typów defektów w metodzie gazów kluczowych [1]	52
Rysunek 3.5. Trójkąty diagnostyczne zaproponowane przez Duvala [15]: a) trójkąt 1 (ogólnego zastosowania); b) trójkąt 4 (defekty niskotemperaturowe); c) trójkąt 5 (defekty wysokotemperaturowe).....	54
Rysunek 3.6. Pięciokąty diagnostyczne zaproponowane przez Duvala [67]: a) pięciokąt 1 (klasyczna ocena); b) pięciokąt 2 (unowocześnione kryteria oceny)	55
Rysunek 3.7. Pięciokąt diagnostyczny zaproponowany przez Mansoura [39]	56
Rysunek 3.8. Przebieg rozpadu termicznego celulozy [35]	57
Rysunek 3.9. Zależność stężeń metanolu i 2-FAL od stopnia polimeryzacji celulozy [44]: linia ciągła – zakres optymalnego zastosowania, linia przerywana – zakres nieczułości	58
Rysunek 3.10. Przykładowe osady siarczku miedzi na uszkodzonych transformatorach [32].....	59

Rysunek 4.1. Pobór oleju z transformatora w celach diagnostycznych (metoda DGA); Materiał wykorzystany za zgodą firmy Energo-Complex	62
Rysunek 4.2. Prawdopodobieństwo awarii w zależności od wartości indeksu zdrowia według [73]	66
Rysunek 4.3. Nieściśności kryteriów oceny algorytmu [85] wykazane w publikacji [19]: a) założenia autorów algorytmu; b) rzeczywisty zbiór możliwych rozwiązań	67
Rysunek 4.4. Schemat blokowy oceny dla systemu TrafoGrade [42].....	68
Rysunek 4.5. Schematy eksploatacyjne dla metody TrafoGrade w zależności od stanu technicznego oraz krytyczności transformatora [19]	68
Rysunek 4.6. Wyznaczanie „pozornego” wieku transformatora w oparciu o analizę statystyczną indeksów zdrowia [96]: a) wyniki populacyjne oraz nałożone limity analizy; b) sposób wyznaczania „pozornego” wieku w oparciu o wartość indeksu zdrowia	69
Rysunek 6.1. Dystrybucja wieku transformatorów uwzględnionych w grupie testowej	87
Rysunek 6.2. Podział populacji ze względu na moc znamionową transformatorów	87
Rysunek 6.3. Podział grupy testowej ze względu na typ pracy urządzeń.....	88
Rysunek 6.4. Podział populacji badawczej ze względu na krytyczność urządzeń.....	88
Rysunek 7.1. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących jako zespoły blokowe.....	90
Rysunek 7.2. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego transformatorów pracujących jako zespoły blokowe: a) regresja liniowa; b) regresja wielomianowa	92
Rysunek 7.3. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących jako transformatory hutnicze	93
Rysunek 7.4. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego urządzeń pracujących jako transformatory hutnicze: a) regresja liniowa; b) regresja wielomianowa	94
Rysunek 7.5. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych	95
Rysunek 7.6. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego urządzeń pracujących w sieciach dystrybucyjnych: a) regresja liniowa; b) regresja wielomianowa	96
Rysunek 7.7. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku transformatorów pracujących w zakładach przemysłowych	97

Rysunek 7.8. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego urządzeń pracujących w zakładach przemysłowych: a) regresja liniowa; b) regresja wielomianowa	98
Rysunek 7.9. Rozkład uzyskanych wyników indeksu zdrowia z uwzględnieniem wieku dla całej populacji badawczej.....	99
Rysunek 7.10. Zestawienie wyników populacyjnych oraz średnich wartości indeksu zdrowia dla strategii bezobsługowej oraz z uwzględnieniem zabiegów mających na celu poprawę stanu technicznego dla wszystkich urządzeń populacji badawczej: a) regresja liniowa; b) regresja wielomianowa	100
Rysunek 8.1. Wykres rocznych zmian wyniku podindeksu parametrów fizykochemicznych oleju HI_{OIL} między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej	107
Rysunek 8.2. Wykres rocznych zmian wyniku podindeksu gazów rozpuszczonych w oleju HI_{DGA} między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej	107
Rysunek 8.3. Wykres rocznych zmian wyniku podindeksu oceny zestarzenia izolacji papierowej HI_{ISO} między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej.....	108
Rysunek 8.4. Wykres rocznych zmian całkowitego wyniku zaproponowanego indeksu zdrowia między kolejnymi sprawdzeniami w populacji badawczej.....	109
Rysunek 8.5. Wykres najwyższych przyrostów wartości indeksu zdrowia między kolejnymi pomiarami w badanej populacji	111
Rysunek 8.6. Wykres najwyższych naturalnych spadków wartości indeksu zdrowia między kolejnymi pomiarami w badanej populacji	113
Rysunek 9.1. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR1 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykładowe starzenie normalne....	117
Rysunek 9.2. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR2 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykładowe starzenie normalne....	118
Rysunek 9.3. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR3 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykładowe starzenie normalne....	118
Rysunek 9.4. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR4 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – regularne przyrosty ponadnormatywne	120
Rysunek 9.5. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR5 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład przyrostu awaryjnego.....	121
Rysunek 9.6. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR6 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład przejścia z fazy starzenia normalnego do starzenia przyspieszonego	122

Rysunek 9.7. Przebiegi zmian wartości indeksu zdrowia dla grupy transformatorów zestawione z prognozowaną progresją wyniku – przykład rozwoju defektu fabrycznego: a) transformator TR7; b) transformator TR8; c) transformator TR9; d) transformator TR10	125
Rysunek 9.8. Zestawienie przebiegów zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatorów TR7-10	126
Rysunek 9.9. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR11 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład wielokrotnego przewencyjnego wirowania oleju	128
Rysunek 9.10. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR12 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład wpływu regeneracji oleju..	129
Rysunek 9.11. Przebieg zmian wartości indeksu zdrowia dla transformatora TR13 zestawiony z prognozowaną progresją wyniku – przykład wpływu regeneracji oraz wirowania oleju	131