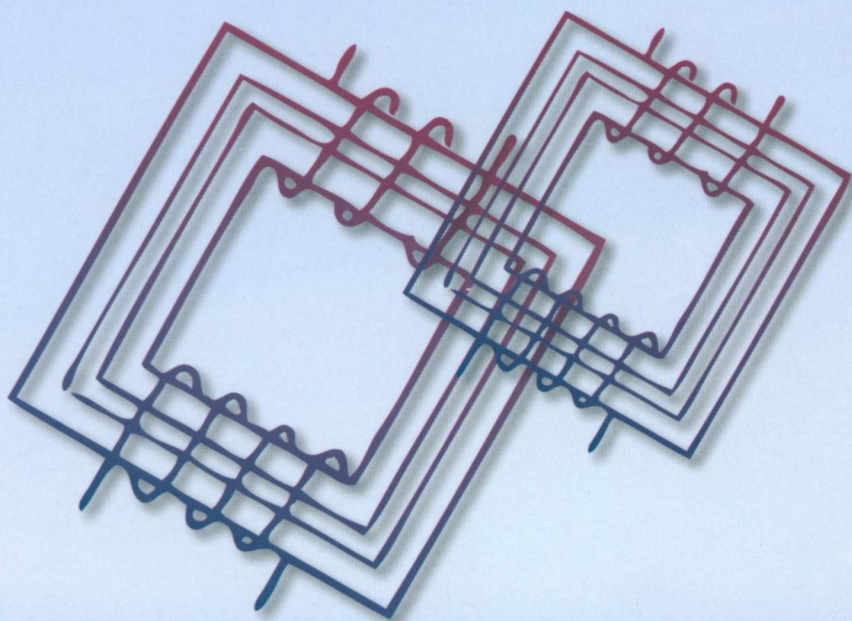


# OCENA STANU TECHNICZNEGO I ZARZĄDZANIE POPULACJĄ TRANSFORMATORÓW



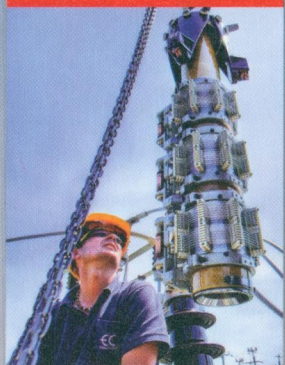
październik 2013





# Dziękujemy

# za



# 15 lat

zaufania



# **OCENA STANU TECHNICZNEGO I ZARZĄDZANIE POPULACJĄ TRANSFORMATORÓW**

Praca zbiorowa pod redakcją prof. dr hab. inż. Jana Subocza



Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki  
Piekary Śląskie, 2013



Praca zbiorowa pod redakcją:

prof. dr hab. inż. **Jana Subocza** (OBRE, ZUT)

Zespół Autorów:

dr inż. **Szymon Banaszak** (OBRE, ZUT)

dr inż. **Eugeniusz Kornatowski** (OBRE, ZUT)

dr inż. **Marek Szrot** (OBRE)

dr inż. **Bogusław Węgrzyn** (ZUT)

dr inż. **Marek Zenker** (ZUT)

Opiniodawca:

prof. dr hab. inż. **Konstanty M. Gawrylczyk**

Projekt, skład, realizacja, druk:

„LAVENDE” Jolanta Budzyńska

tel. +48 601 817 108

e-mail: [biuro@lavende.pl](mailto:biuro@lavende.pl)

Wydawca:

Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki Sp. z o.o.

41-949 Piekary Śląskie, ul. Lotników 9

tel./fax +48 32 775 67 00, 775 67 02

tel. kom. +48 607 691 317

VAT-REF.INFO.PL Sp. z o.o.

41-506 Chorzów, ul. Długa 68/2

**ISBN 978-83-938292-0-0**

© Copyright by OBRE, Piekary Śląskie 2013



# SPIS TREŚCI

<b>1. Wstęp</b>	<b>5</b>
<b>Literatura do rozdziału 1</b>	<b>12</b>
<b>2. Strategie eksploatacji urządzeń elektrycznych</b>	<b>13</b>
2.1. Podstawy zarządzania procesami produkcyjnymi i majątkiem trwałym	13
2.2. Podstawy strategii obsługi urządzeń	21
2.3. Strategie obsługi (eksploatacji) urządzeń	24
<b>Literatura do rozdziału 2</b>	<b>27</b>
<b>3. TrafoGrade – metoda oceny stanu technicznego transformatorów</b>	<b>29</b>
3.1. Zasady oceny stanu technicznego	32
3.2. Podstawowa diagnostyka transformatora wg metody TrafoGrade	37
3.3. Ocena stanu technicznego części aktywnej wg metody TrafoGrade	41
3.4. Ocena zaawansowania procesów starzeniowych wg metody TrafoGrade	44
<b>Literatura do rozdziału 3</b>	<b>48</b>
<b>4. Zaawansowana diagnostyka w systemie TrafoGrade</b>	<b>51</b>
4.1. Diagnostyka przepustów transformatorowych metodami polaryzacyjnymi	51
4.1.1. Mechanizm uszkodzania kompozytowej izolacji przepustów	51
4.1.2. Ocena stanu technicznego przepustów za pomocą metod polaryzacyjnych	55
4.2. Diagnostyka przepustów na podstawie pomiarów termowizyjnych	59
4.2.1. Rozkład temperatury wewnątrz przepustu izolacyjnego	59
4.2.2. Eksploatacyjne pomiary termowizyjne przepustów transformatorowych	64
4.2.3. Inspekcja wewnętrzna przepustu RBP 220 kV CTF 245	69
4.3. Ocena stanu mechanicznego części aktywnej	70
4.3.1. Metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej – FRA	71
4.3.2. Metoda wibroakustyczna – VM	79
4.3.3. Analiza odkształceń uzwojeń zespoloną metodą „FRA–VM”	84
4.4. Identyfikacja zawartości wody oraz osadów w mocno zawilgoconej i zestarzonej izolacji papierowo-olejowej	87
4.4.1. Doświadczenia w pomiarze zawilgocenia mocno zawilgoconej i zestarzonej izolacji transformatorów energetycznych	87
4.4.2. Procesy dielektryczne w mocno zawilgoconej i zestarzonej izolacji papierowo-olejowej	91
4.4.3. Szacowanie zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej na podstawie pomiaru stałoprądowego przewodnictwa preszpanu	96
4.4.4. Identyfikacja osadów w izolacji papierowo-olejowej	99
<b>Literatura do rozdziału 4</b>	<b>103</b>



<b>5. TrafoGrade – ocena rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym</b>	<b>107</b>
<b>6. TrafoGrade – system zarządzania populacją transformatorów</b>	<b>111</b>
6.1. Wybór strategii eksploatacji	111
6.2. Wspomaganie planowania remontów i inwestycji	115
6.3. Zintegrowany system akwizycji danych	120
6.3.1. System akwizycji danych	120
6.3.2. System oceny stanu technicznego i zarządzania populacją	127
<b>Literatura do rozdziału 6</b>	<b>132</b>
<b>7. Optymalizacja zarządzania stacjami SN/nn w systemie TrafoGrade</b>	<b>133</b>
7.1. Założenia wstępne	133
7.2. Analiza awaryjności stacji SN/nn	134
7.3. Analiza rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym	136
<b>Literatura do rozdziału 7</b>	<b>140</b>

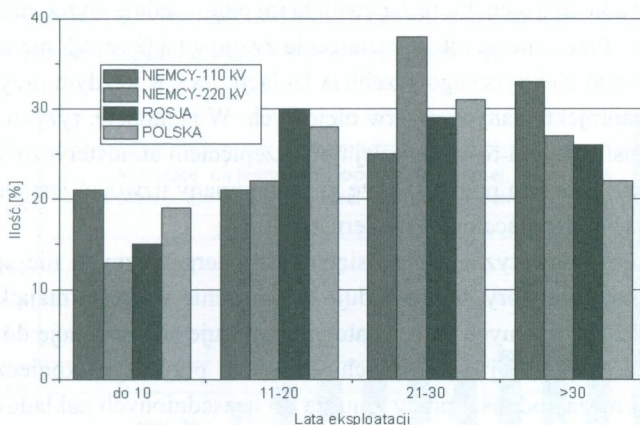


## Rozdział 1

### WSTĘP

Polskie spółki dystrybuujące energię elektryczną oraz przedsiębiorstwa przemysłowe eksploatują kilka tysięcy transformatorów średniej mocy, zawierającej się w przedziale od 10 MVA do 80 MVA. Najczęściej są to transformatory o mocy 16 MVA, 25 MVA oraz 40 MVA. Znaczna część tych jednostek była wyprodukowana w okresie od późnych lat 50. do końca ub. wieku w Zakładach ELTA w Łodzi. Wyposażono je m.in. w podobciążeniowe przełączniki zacze­pów produkowane w Zakładach ELTA na licencji austriackiej firmy ELIN, która opracowała tę konstrukcję w latach 50-tych ubiegłego wieku.

Na rysunku 1.1 pokazano analizę populacji transformatorów ze względu na okres pracy. Wynika z niej, że podobnie jak w Niemczech i Rosji, ponad 50% polskich jednostek transformatorów jest eksploatowanych dłużej niż 30 lat, a więc przekroczyło projektowany okres życia. Powstaje więc uzasadnione pytanie o sens i możliwość dalszej ich pracy oraz o zakres ewentualnej modernizacji czy też remontu.



**Rys. 1.1.** Analiza populacji transformatorów ze względu na okres eksploatacji [1,2,3]

W większości przypadków w Polsce transformatory pracowały przy niskim obciążeniu, które zwykle nie przekraczało połowy wartości mocy znamionowej. Cechą charakterystyczną tych konstrukcji jest to, że posiadają one znaczny zapas bezpieczeństwa izolacji. W tym okresie konstruktorzy starali się zapewnić niezawodną pracę transformatorów pomimo dużych rozrzutów w jakości dostępnych materiałów izolacyjnych i nie zawsze

powtarzalnej technologii wytwarzania. Według zgodnej opinii służb eksploatacyjnych maksymalne wydłużenie pracy tych jednostek jest na ogół ekonomiczną koniecznością, przy czym od strony technicznej możliwe do zrealizowania. Opinia ta opiera się na dwóch przesłankach:

- a) Stosowana przed 30-40 laty technologia produkcji spowodowała, że zgodnie z obecnym stanem wiedzy, konstrukcja transformatorów posiada względnie duże zapasy wytrzymałości elektrycznej i mechanicznej.
- b) Z reguły transformatory sieciowe eksploatowane były w warunkach znacznego niedociążenia, co spowodowało mniejsze narażenia termiczne i mechaniczne;

Z tych powodów, mimo przekroczenia 30 lat służby, izolacja wielu jednostek nie jest nadmiernie zestarzona i może pracować jeszcze przez następne 10÷15 lat.

Czynnikiem decydującym o opłacalności dalszej eksploatacji wysłużonych transformatorów są straty biegu jałowego, które rozpraszają energię 24 godziny na dobę i 365 dni w roku. W pierwszych latach produkcji Zakłady ELTA na rdzeń magnetyczny stosowały blachę stalową walcowaną na gorąco, która powodowała kilkakrotnie większe straty w porównaniu do współczesnych zimno-walcowanych blach o zorientowanych domenach magnetycznych. W takim przypadku modernizacja jest nieopłacalna, ponieważ koszt wymiany rdzenia i uzwojeń jest porównywalny do kosztu nowej jednostki.

Innym istotnym problemem w eksploatacji starszych jednostek są odkształcenia uzwojeń, które powstają w wyniku działania siły dynamicznych powstających podczas zwarcień sieciowych i przepięć. Po dłuższym okresie pracy celuloza traci elastyczność, przez co zanika początkowe sprasowanie uzwojeń, które zapewniało im odpowiednią wytrzymałość mechaniczną w czasie zwarcień. Przesunięcie lub odkształcenie zwojów bądź cewek nie zawsze prowadzi do natychmiastowego elektrycznego przebicia izolacji, lecz w każdym przypadku powoduje zmniejszenie zaprojektowanych przerw olejowych. W rezultacie, ryzyko rozległej awarii i uszkodzenia transformatora rośnie z kolejnym przepięciem atmosferycznym lub zwarcieniem sieciowym. Należy przy tym podkreślić, że koszt wymiany uzwojeń jest na tyle wysoki, iż może zadecydować o nieopłacalności modernizacji.

Z drugiej strony, prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych nie sprzyja inwestowaniu w nowe transformatory, bo powoduje zwiększenie wartości majątku i wynikający z tego wzrost kosztów własnych firm. Dlatego obserwuje się tendencję do maksymalnego wydłużania czasu eksploatacji istniejących jednostek, przy czym konieczność zachowania odpowiedniej niezawodności pracy zmusza do uzasadnionych nakładów remontowych i modernizacyjnych.

Należy przy tym zwrócić uwagę, że w przypadku instalowania nowych transformatorów, ograniczenia narzucane przez ochronę środowiska wymagają budowy kosztownych mis olejowych. Natomiast remont bądź modernizacja istniejącego transformatora nie jest objęta przepisami o zapobieganiu skażeniu gruntu olejem wyciekającym kadzi i pozwala na wymierne oszczędności.

Opłacalność modernizacji transformatorów po dłuższej eksploatacji musi być zatem szacowana indywidualnie dla każdej jednostki, przy czym bardzo istotnym jej składnikiem jest

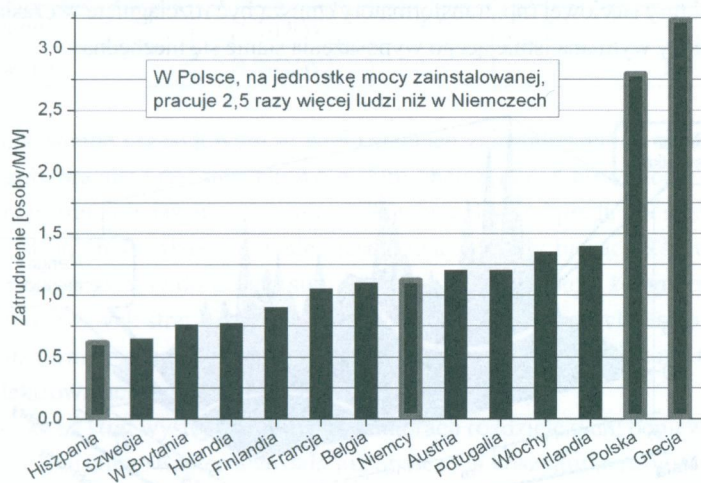


ocena stanu technicznego. Bowiern na jej podstawie ustala się zakres remontu oraz przewidywany okres eksploatacji przy założonych parametrach sieciowych. Elementy te w dużej mierze warunkują sens całego zamierzenia.

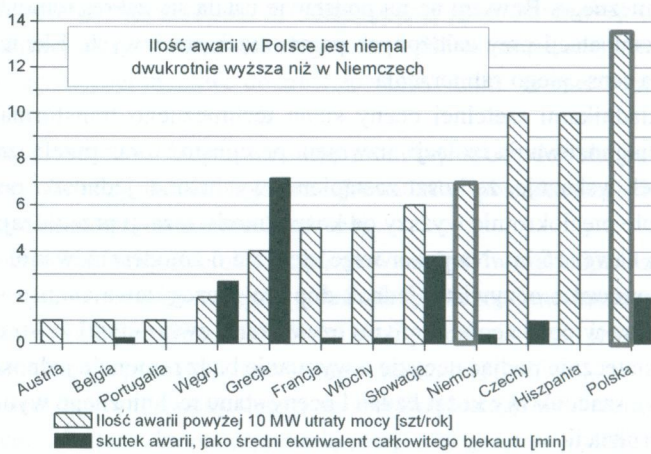
Głównymi składnikami rzetelnej oceny stanu technicznego transformatora są nowoczesne metody diagnozowania izolacji, uzwojeń, przepustów oraz przełącznika zaczepów. Wstępny szacunek wskazuje, że koszt zastąpienia wysłużonej jednostki nowym transformatorem jest około pięciokrotnie wyższy od kosztu modernizacji przedłużającej eksploatację o dalsze 10 a nawet 15 lat. Na pozór więc, decyzja o zmodernizowaniu transformatora wydaje się ekonomicznie oczywista, jednak dopiero szczegółowa analiza stanu technicznego transformatora w połączeniu z innymi czynnikami związanymi ze strategią działania firmy pozwala ostatecznie podjąć decyzję o wymianie bądź remoncie jednostki. Warto przy tym podkreślić, że szacunkowy koszt badań i oceny stanu technicznego wynosi tylko około 5% kosztu modernizacji.

### Przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce w porównaniu do krajów Unii Europejskiej

Niezależnie od spodziewanych decyzji dotyczących prywatyzacji przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją i produkcją energii elektrycznej, proces dostosowywania się do standardów Unii Europejskiej będzie postępował i nieuchronnie spowoduje zmniejszenie się zatrudnienia pracowników etatowych oraz zaostrzenie wymagań dotyczących niezawodności dostaw energii. Aby ocenić zakres nadchodzących zmian, na rysunkach 1.2 oraz 1.3 przedstawiono ogólne wskaźniki eksploatacyjne w różnych krajach Unii.

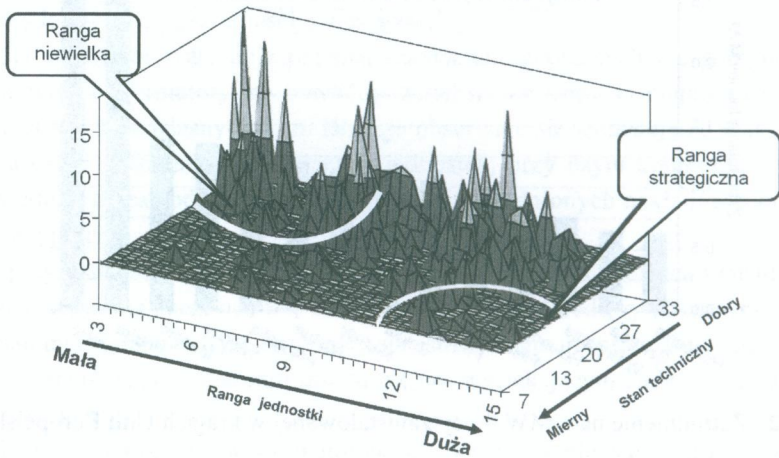


Rys. 1.2. Zatrudnienie na 1 MW mocy zainstalowanej w krajach Unii Europejskiej [4]



Rys. 1.3. Awarie powyżej 10 MW utraty mocy w krajach Unii Europejskiej i ich skutki [4]

Wynika z nich, że pomimo relatywnie większego zatrudnienia w Polsce, ilość awarii jest kilkakrotnie większa w porównaniu do większości krajów UE. Przy czym analiza wskazuje, że w przeważającej mierze są to drobne awarie, które nie wpływają znacząco na przerwę w dostawie energii. Niemniej jednak geograficzno-ekonomiczne usytuowanie polskiego systemu energetycznego w Europie stawia przed przedsiębiorstwami energetycznymi zadanie osiągnięcia w ciągu najbliższych lat standardów Unii Europejskiej w zakresie ciągłości dostawy energii przy jednoczesnym zmniejszeniu zatrudnienia oraz wypracowaniu zysku. W takiej sytuacji, uwzględniając kondycję ekonomiczną spółek i uwolniony rynek energii, wydaje się, że inwestycje w nowe, kosztowne elementy infrastruktury sieciowej (np. transformatory) muszą być rozciągnięte w czasie i odwołane do momentu, kiedy wymiana istniejącego wyposażenia stanie się niezbędna.



Rys. 1.4. Przykład wyznaczenia listy rankingowej transformatorów w eksploatacji [5,6]



W przypadku transformatorów decyzje takie można racjonalnie podjąć na podstawie listy rankingowej posiadanych jednostek, która ocenia transformatory pod kątem potrzeby modernizacji lub wymiany, koniecznych funduszy na ten cel oraz terminów realizacyjnych. Istotnymi czynnikami przy ustalaniu listy rankingowej jest stan techniczny oraz ranga danej jednostki w systemie elektroenergetycznym. Na rysunku 1.4 pokazano przykładową, opracowaną przez grupę roboczą CIGRE, listę rankingową populacji 900 sztuk transformatorów o różnym stanie technicznym i randze dla zasilania odbiorców. Przyjęte wskaźniki pozwalają wyodrębnić z niej jednostki o znaczeniu krytycznym, które powinny być modernizowane bądź wymieniane w pierwszej kolejności. Są to przeważnie duże jednostki o zaawansowanym wieku eksploatacji. Natomiast w małych transformatorach rozdzielczych o niewielkim strategicznym znaczeniu dla zapewnienia ciągłości dostaw energii zalecane jest wykonywanie niewielkich prac serwisowych.

Znaczącym elementem przy podejmowaniu decyzji o modernizacji bądź wymianie transformatorów są koszty eksploatacji, na które przede wszystkim składają się straty jałowe i obciążeniowe. Obecnie, w Polsce, koszty te nie są jednoznacznie skalkulowane, co jest pośrednim skutkiem obowiązującego systemu rozliczenia energii. Bowiem w przeważającej mierze nie obciążają one przedsiębiorstw dystrybucyjnych, a ponoszone są przez odbiorcę energii. Ostatnio jednak, w związku z oceną ofert na dostawę nowych transformatorów, Polskie Sieci Elektroenergetyczne podały skapitalizowane jednostkowe koszty strat. Podano je w tablicy 1.1.

**Tablica 1.1.** Skapitalizowany koszt strat wg PSE [7]

Straty	rok	1997	1999	2001	2005
Biegu jałowego	[USD/W]	3.5	6.0	5.0	5.0
Obciążeniowych	[USD/W]	1.3	3.8	3.0	2.5

W polskim systemie przesyłowym w wielu stacjach zainstalowane są dwa transformatory, które z reguły pracują przy stosunkowo niskim obciążeniu (< 60% mocy znamionowej). W konsekwencji straty obciążeniowe są niewielkie, bo zależą od prądu obciążenia w kwadracie. Z drugiej strony najbardziej korzystna jest sytuacja, kiedy bieżący koszt strat obciążeniowych jest porównywalny do kosztu strat jałowych, co powoduje, że optymalny stosunek kosztu skapitalizowanych strat biegu jałowego do strat obciążeniowych jest jak 2:1. W przypadku gdy transformatory pracują przy wyższym średnim obciążeniu, jak np. transformatory blokowe w elektrowniach, stosunek ten powinien być większy.

Największy koszt strat występuje w transformatorach rozdzielczych, ponieważ energia dostarczona do sieci niskiego napięcia została już obciążona kosztami przesyłu i transformacji. W krajach europejskich występują duże różnice w ocenie skapitalizowanego kosztu strat w sieci rozdzielczej, ale w każdym przypadku stosunek kosztu strat biegu jałowego do strat obciążeniowych jest znacznie większy od 2:1 (tabl.1.2) [7]. Jest to niewątpliwie zasługą lepszego doboru mocy znamionowych transformatorów do istniejącego średniego obciążenia sieci.

**Tablica 1.2.** Skapitalizowany koszt strat w sieci rozdzielczej krajów UE [7]

	Straty biegu jałowego [EU/W]	Straty obciążeniowe [EU/W]
Niemcy	3.5 ↔ 4.0	0.7 ↔ 1.0
Szwecja	3.5 ↔ 7.0	0.4 ↔ 0.8
Austria	4.0 ↔ 7.0	0.8 ↔ 1.8
Szwajcaria	7.5	1.9
Finlandia	3.5	0.3

W polskich uwarunkowaniach ekonomicznych przykład wyceny oszczędności wynikających ze zmniejszenia strat biegu jałowego transformatora podano ostatnio w [8]. Porównano w nim koszt strat generowany przez wyprodukowany w 1988 roku transformator 115/15 kV o mocy 40MVA ( $P_j = 32,1$  kW), z identycznym, nowym transformatorem z roku 2005 ( $P_j = 12,9$  kW).

Przekształcenia rynku energetycznego w Polsce skutkują znacznymi zmianami w sposobie funkcjonowania podmiotów zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energii elektrycznej. Główny nacisk położony jest na zmniejszenie kosztów eksploatacji oraz wydłużeniem okresu pracy sieci przy jednoczesnym zachowaniu wysokiej jej niezawodności. Obecnie koszta te stanowią ponad 80% ogólnych kosztów działania spółek dystrybucyjnych i w ich redukcji należy upatrywać główne źródło oszczędności. Jednak ich redukcja napotyka dwie podstawowe bariery.

Pierwsza związana jest z pilną koniecznością modernizacji infrastruktury sieci przesyłowych i rozdzielczych. Odbywa się ona z dużymi trudnościami spowodowanymi wysokimi nakładami na wymianę przestarzałego wyposażenia oraz automatyzację eksploatacji. Często przekraczają one zdolności finansowe spółek [1,9].

Drugą barierą, która w pewnym sensie wynika z pierwszej, jest wzrost oczekiwania odbiorców dotyczący polepszenia niezawodności zasilania oraz parametrów dostarczanej energii. W tym zakresie istotnym problemem mogą być wypłacane odbiorcom odszkodowania z tytułu utraconej produkcji. Jak wykazuje praktyka państw zachodnich, są one wielokrotnie większe niż koszta likwidacji awarii oraz utraty zysków z powodu niedostarczonej energii.

W tej sytuacji konieczny jest kompromis między nakładami inwestycyjnymi a poziomem kosztów dystrybucyjnych. Z tych powodów, w najbliższej przyszłości, w działalności spółek znaczenia nabierać będzie odpowiednia organizacja i zasady obsługi w połączeniu z awansowaną kompleksową oceną stanu technicznego urządzeń sieciowych. Rzetelna analiza i optymalizacja tych elementów może bowiem stworzyć podstawę do odpowiedniej alokacji środków finansowych na poprawę jakości i niezawodności zasilania.

Znaczącym składnikiem majątku sieciowego są transformatory energetyczne. Obecnie koszty bezpośredniej obsługi transformatorów średnich i dużych mocy są stosunkowo niewielkie w porównaniu do innych kosztów eksploatacyjnych, ale za to występuje dodatkowy składnik związany ze skutkami awarii katastrofalnej. Mimo, że nie są one częste, jednak skumulowany koszt znacznie przekracza wieloletnie nakłady eksploatacyjne. W zależności



od miejsca zainstalowania oraz stanu technicznego transformatora może on stanowić bardzo duże obciążenie dla spółki, zwłaszcza w sytuacji gdy obserwuje się coraz bardziej wnikliwą ocenę przyczyn awarii przez towarzystwa ubezpieczeniowe.

Jednak, jak do tej pory, nie wypracowano jednoznacznych kryteriów, które mogłyby być podstawą przy podejmowaniu decyzji o dalszych losach starszych jednostek oraz określania przewidywanego czasu ich życia. Natomiast jest niewątpliwe, że ryzyko przedłużania eksploatacji oraz opłacalność ewentualnej modernizacji powinny być szacowane indywidualnie przy czym kapitalną rolę odgrywa doświadczenie eksperta.

Pewną wskazówką narastania wagi problemu oraz impulsem do opracowania kompleksowej strategii zarządzania transformatorami może być wieloletnia analiza awaryjności populacji transformatorów (tabl.1.3). W przypadku, gdy wskaźnik uszkodzeń przekracza wartość 2% należy przyjąć, iż jej stan jest niezadowalający i będzie przyczyną nadmiernych strat finansowych z tytułu usuwania skutków awarii. Efekt ten zwykle zaczyna się pojawiać dla jednostek starszych niż 30 lat.

**Tablica 1.3.** Analiza awaryjności transformatorów ze względu na wiek [9]

Wiek transformatora [lata]	Transformatory	
	sieciowe	blokowe
	awaryjność [%]	
do 15	0,5	0,8
16÷24	1,0	1,5
25÷34	1,5	2,0
35÷50	2,0	2,5
Powyżej 50	3,0	3,5

W niniejszym podręczniku Autorzy omawiają podstawy kompleksowego systemu zarządzania transformatorami o nazwie TrafoGrade. Ideą systemu, który wprowadza punktową ocenę stanu technicznego transformatora oraz jego rangi w sieci elektroenergetycznej jest powiązanie technicznych aspektów diagnostyki z czynnikami ekonomiczno – finansowymi w celu optymalizacji decyzji w zakresie bieżącej eksploatacji, gospodarki remontowej oraz polityki inwestycyjnej. Co prawda, podobny system stosowany jest np. w USA, ale wynika on z amerykańskich zasad i doświadczeń eksploatacyjnych oraz konstrukcyjnych [10].

System TrafoGrade zarządzania populacją transformatorów został opracowany przez Dział Badań i Rozwoju firmy Energo-Complex przy współpracy z pracownikami Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego oraz Politechniki Opolskiej. Ideą systemu, który wprowadza punktową skalę ocen stanu technicznego transformatora oraz jego znaczenia w sieci elektroenergetycznej, jest powiązanie technicznych aspektów diagnostyki z czynnikami ekonomiczno – finansowymi w celu optymalizacji decyzji w zakresie bieżącej eksploatacji, gospodarki remontowej oraz polityki inwestycyjnej.

## Literatura do rozdziału 1

- [1] „Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych”. Raport PTRiREE, Poznań, (2001,2002).
- [2] Монастырский А.Е.: „Экономические аспекты эксплуатации трансформаторного оборудования”, Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования – ред. А.И. Таджибаева, Выпуск 27, Санкт–Петербург, (2005), с. 7-11.
- [3] Krüger M.: „Transformer diagnosis – practical experience using simple methods like winding resistance measurement, dynamic tap changer testing, ratio, leakage reactance capacitance and dissipation factor measurement”, Omicron Electronics GmbH Austria.
- [4] Miśkiewicz M.: „Europejskie Systemy Elektroenergetyczne – Podstawowe Dane Porównawcze”, Elektroenergetyka, Nr. 2, tom 53, 2005, s. 11-43.
- [5] CIGRE SC A2 Transformers WG 20: „Economics of Transformer Management”, ELECTRA, Nr. 214, 2004, s. 51-59.
- [6] CIGRE Technical Brochure No. 227: „Guide for Life Management Techniques for Power Transformers”, Paryż, 2003.
- [7] Dziura J., Spałek D.: „Cechy szczególne transformatorów optymalnych”, VI Konferencja „Transformatory Energetyczne i Specjalne”, Kazimierz Dolny, 2006, str. 95-112.
- [8] Gadula A.: „Remonty, modernizacje czy zakup nowych transformatorów”, VI Konferencja „Transformatory Energetyczne i Specjalne”, Kazimierz Dolny, 2006, str. 195-204.
- [9] Transformatory w eksploatacji”. Praca zbiorowa pod red. J. Subocza, Energo-Complex, (2007).
- [10] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, vol. 3-31, Transformer Diagnostics, June 2003, US Department of the Interior Bureau of Reclamation.



## Rozdział 2

# STRATEGIE EKSPLOATACJI URZĄDZEŃ ELEKTRYCZNYCH

### 2.1. Podstawy zarządzania procesami produkcyjnymi i majątkiem trwałym

Jednym z elementów skutecznego administrowania przedsiębiorstwem jest zarządzanie procesami produkcyjnymi i majątkiem trwałym. Procesy zarządzania majątkiem trwałym opisuje teoria eksploatacji i oceny jakości maszyn i urządzeń, która zajmuje się syntezą, analizą oraz badaniem systemów eksploatacji, a w szczególności zagadnieniami procesów użytkowania i obsługi technicznej. Według niej stosowana w praktyce strategia eksploatacyjna polega na ustaleniu sposobów prowadzenia procesów użytkowania i obsługi maszyn oraz relacji między nimi według przyjętych kryteriów. Przy czym wymienia się następujące strategie eksploatacji maszyn [1]:

1. prewencyjna;
2. potencjałowe:
  - strategia wg niezawodności,
  - strategia wg efektywności,
  - strategia planowo-zapobiegawcza,
  - strategia mieszana (z Dokumentacji Techniczno-Ruchowej),
  - strategia wg stanu technicznego,
  - strategia wg potencjału użytkowego.

System eksploatacji infrastruktury technicznej przedsiębiorstwa (utrzymania ruchu) buduje się najczęściej w oparciu o preferowaną strategię, przy czym jest ona zwykle uzupełniana o elementy pozostałych. W nowoczesnie zarządzanych przedsiębiorstwach wybór strategii eksploatacji w istotny sposób zależy od posiadanych informatycznych systemów zarządzania klasy ERP (Elastic Resource Planning) lub MRP-II (Material Resource Planning). Wybór ten jest wielokryterialny i oparty jest głównie na całkowitych kosztach eksploatacji lub efektywności użytkowania.

Badania rynkowe wskazują, że obserwuje się obecnie wzrastający udział bezpośrednich kosztów utrzymania ruchu w kosztach zmiennych przedsiębiorstwa. Sytuacja taka, przy rosnącej konkurencji m.in. na rynku energetycznym, zmuszają przedsiębiorstwa do intensywnego poszukiwania sposobów ich zmniejszenia [2]. Należy przy tym dodać, że obecnie, w zależności od branży, stosunek kosztów utrzymania ruchu do obrotu kształtuje się w zakresie 4÷13%. W przypadku urządzeń wytwarzających i przetwarzających energię elektryczną oraz sieci przesyłowych koszt ten wynosi ok. 10% [3].



Naturalny proces pogarszania się jakości systemów technicznych podczas eksploatacji wymuszają potrzebę nadzorowania ich stanu. Zapewnienie racjonalnej i bezpiecznej eksploatacji uzyskuje się poprzez stosowanie metod i technik nowoczesnej diagnostyki technicznej oraz monitorowania ich stanu technicznego [2]. Przy czym podstawowym wyróżnikiem jakości eksploatacji obiektów technicznych jest efektywność użytkowania ( $E_u$ ) rozumiana jako stosunek uzyskiwanych efektów do nakładów ponoszonych na określoną działalność. W grupie czynników mających wpływ na efektywność użytkowania obiektów technicznych wyróżnia się [4]:

- czynniki zależne od jakości eksploatowanych obiektów (funkcjonalność, niezawodność, trwałość, energiczność, itp.),
- czynniki zależne od organizacji i zarządzania procesem eksploatacji (w tym oprogramowanie, know-how),
- czynniki uwarunkowane stopniem wykształcenia, umiejętnościami oraz cechami osobowymi eksploatatorów (czynnik ludzki).

Ocenia się przy tym, że najbardziej istotny wpływ na efektywność użytkowania maszyn i urządzeń mają czynnik ludzki oraz oprogramowanie, odpowiednio w 50.% i 40.%. Zatem kształcenie oraz doskonalenie się użytkowników, a także ciągłe udoskonalanie jakości procesów technologicznych i organizacji procesów eksploatacji, w tym obiegu dokumentacji i informacji decyzyjnych, wymagania procedur, oprogramowania, itp., jest najbardziej efektywną inwestycją [4].

Obserwowane obecnie podejście do utrzymania ruchu urządzeń i maszyn opiera się głównie o okres prognostycznego (pro aktywnego) utrzymania ruchu (predictive (proactive) maintenance). W tym celu wykorzystuje się inspekcje zapobiegawcze, monitorowanie stanu technicznego oraz udział operatorów urządzeń i maszyn w utrzymaniu ruchu. Kluczowym jego elementem jest zapewnienie bezawaryjnej pracy urządzeń i maszyn w całym okresie eksploatacji. Często zakłada się przy tym, że wycofanie urządzenia z eksploatacji będzie miało miejsce nawet przy akceptowalnym stanie technicznym (rys. 2.1).



**Rys. 2.1.** Przebieg funkcji niezawodności w aspekcie wycofania urządzenia z eksploatacji [5]:

- 0 – wprowadzenie do eksploatacji, 1÷2 – zwiększone nakłady na konserwację i obsługę,
- 3 – prace zapobiegawcze (przeeglądy), 4 – remont generalny 5 – wycofanie z eksploatacji

Sposób myślenia o funkcjach utrzymania ruchu w przedsiębiorstwie kształtują obecnie [2]:

- intensywne zmiany w przemyśle polegające na wzroście ilości, różnorodności i stopnia skomplikowania obiektów technicznych oraz automatyzacji i robotyzacji procesów wytwarzania,
- nowe możliwości wykonania prac w zakresie utrzymania ruchu spowodowane rozwojem technologii diagnostycznych,
- nowe koncepcje organizacji i zarządzania przedsiębiorstw, a szczególnie dążenie do zarządzania zapasami w duchu koncepcji Just In Time (JIT) oraz filozofia i praktyki Total Quality Management (TQM),
- wzrost kosztów utrzymania ruchu, a w niektórych gałęziach przemysłu (np. energetycznego) jest to najwyższy lub drugi z kolei element kosztów operacyjnych (opłaty przesyłowe),
- stałe podwyższanie standardów bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska naturalnego,
- nowe poglądy na związek pomiędzy fizycznym starzeniem się maszyn i urządzeń, a intensywnością uszkodzeń.

Konsekwencją wymienionych zmian jest powstanie nowych metod utrzymania ruchu maszyn i urządzeń. Klasyczne podejścia opierały się głównie o znaczenie przeglądów i remontów. Natomiast w nowych w szerokim zakresie uwzględnia się również:

- narzędzia do wspomagania decyzji: ocena ryzyka, modele intensywności uszkodzeń i analiza ich efektów oraz systemy ekspertowe,
- nowe techniki utrzymania ruchu, np. monitorowanie stanu technicznego (diagnostyki),
- zmiany w myśleniu o zarządzaniu i organizacji prowadzące do współuczestnictwa (partycypacji) i pracy zespołowej związane z podejściem projakościowym w stosowaniu instrumentarium zarządzania przez jakość.

Należy przy tym wyróżnić dwie zasadnicze nowe koncepcje utrzymania ruchu:

- RCM (Reliability Centered Maintenance) – utrzymanie ruchu skierowane na niezawodność (strategia niezawodności);
- TPM (Total Productive Maintenance) – utrzymanie ruchu zintegrowane z produkcją.

RCM to procedura polegająca na określeniu niezbędnych działań dla utrzymania w sprawności eksploatacyjnej urządzenia lub maszyny z uwzględnieniem warunków użytkowania. Pod uwagę brane jest ich znaczenie dla przebiegu procesu produkcyjnego i jakości wyrobu. Uwzględniana jest także kwestia warunków pracy, stanu technicznego oraz historia eksploatacji maszyny [6]. Istotę podejścia RCM ilustruje siedem podstawowych pytań sformułowanych w 1999 roku przez International Society of Automotive Engineers:

1. Jakie funkcje spełnia obiekt techniczny i jakie odpowiadają im standardy osiągnięć (np. wydajności, klasy jakości produktu, kosztu eksploatacji, bezpieczeństwa) w kontekście bieżących zadań produkcyjnych?
2. W jaki sposób obiekt może zawieść w spełnianiu swoich funkcji (w jaki sposób powstają uszkodzenia)?
3. Co może być przyczyną każdego z uszkodzeń funkcjonalnych?



4. Jakie mogą być skutki każdego z tych uszkodzeń?
5. Jakie znaczenie ma każdy ze skutków tych uszkodzeń?
6. Co można zrobić, aby przewidzieć lub zapobiec każdemu z tych uszkodzeń?
7. Co powinno być zrobione, w przypadku gdy nie można znaleźć odpowiedniego działania zapobiegawczego?

Kluczowe w omawianej koncepcji jest **pojęcie uszkodzenia (awarii)**. Rozróżnia się tzw.:

- awarię funkcjonalną, która oznacza uszkodzenie całości maszyny lub jej zespołu lub części, czyli niemożność do wykonywania funkcji – spełniania określonych warunków bądź standardów działania,
- awarię potencjalną, czyli dające się fizycznie zidentyfikować oznaki, że nastąpi awaria funkcjonalna.

RCM w dużym stopniu wykorzystuje technikę monitorowania w celu predykcji punktu potencjalnej awarii. Pozwala to na stworzenie warunków, w których każdy element może zrealizować swój pełen okres eksploatacji, a dzięki monitorowaniu zwiększania się podatności na uszkodzenia oraz wizualizacji trendów zmian parametrów technicznych możliwe jest przewidywanie punktu awarii [2].

Natomiast kompleksowe utrzymanie ruchu zorientowane na produktywność maszyn i urządzeń (TPM) sprowadza się głównie do zapewnienia ich „właściwej kondycji zdrowotnej”. Przyjmuje się ponadto, że TPM, jest działaniem realizowanym przez każdego pracownika będącego członkiem niewielkiego zespołu w celu zapewnienia wzrostu produktywności urządzeń i maszyn [7].

Koncepcja TPM obejmuje swoim zakresem utrzymanie ruchu w całym przedsiębiorstwie, a jej wdrożenie związane jest między innymi z [2]:

- zidentyfikowaniem i wyeliminowaniem podstawowych strat występujących na stanowisku pracy: strat dostępności (awarie maszyn i urządzeń, regulację i wymianę narzędzi, strat osiągnięć (bezczynność, zmniejszona prędkość operacji) i strat jakości (braki i przeróbki, straty na partie testowe),
- przygotowaniem programu zapewniającego autonomiczną realizację utrzymania ruchu,
- zaplanowaniem działań dla komórki organizacyjnej odpowiedzialnej za utrzymanie ruchu,
- podniesienie umiejętności pracowników odpowiedzialnych za utrzymanie ruchu,
- przygotowaniem programu ukierunkowanego na optymalizację pracy nowych maszyn i urządzeń.

Należy podkreślić, że docelowym efektem stosowania modelu TPM w przedsiębiorstwie jest sytuacja, w której operator urządzenia lub maszyny przejmuje:

- konserwację,
- czynności inspekcyjne polegające początkowo przede wszystkim na podstawowych, bez używania narzędzi, oględzinach przed uruchomieniem,
- proste prace naprawcze, takie jak wymiana zużytych elementów.



Jednocześnie operator urządzenia lub maszyny współdziała ze służbą utrzymania ruchu podczas ich postoju.

Dla przedsiębiorstwa głównym celem stosowania TPM jest osiągnięcie poziomu trzech zer, tj.:

1. zero awarii,
2. zero braków,
3. zero wypadków przy pracy.

Cele TPM realizowane są w dwóch obszarach: człowieka i urządzenia. W pierwszym obszarze, zadaniem TPM jest zwiększanie efektywności pracowników poprzez poszerzenie ich umiejętności i wiedzy – co jest równoznaczne ze zwiększeniem ich odpowiedzialności. Z punktu widzenia produktywności urządzenia działania pracowników powinny koncentrować się na utrzymaniu urządzeń w stanie wysokiej dostępności w taki sposób, aby służby utrzymania ruchu mogły swobodnie planować konieczne działania. W ten sposób mogą one przechodzić z reakcyjnej na predykcijną obsługę, co sprzyja dostępności urządzeń oraz ich niezawodności. W rezultacie działania te prowadzą bezpośrednio do zmniejszania kosztów wytwarzania i tym samym powiększają zyski przedsiębiorstwa.

Zastosowanie zintegrowanej koncepcji obsługi, która powinna być uzupełniona o działania 5S (selekcja, systematyka, sprzątnięcie, standaryzacja, samodyscyplina/samodoskonalenie), prowadzi zwykle do powstania efektu synergii w obszarze utrzymania ruchu. Efekt ten jest możliwy dzięki temu, że zostaje połączona praca specjalistów utrzymania ruchu (RCM) oraz użytkowników maszyn i urządzeń (TPM). Jako przykład powstania efektu synergii można podać, że zastosowanie zintegrowanej koncepcji obsługi w branży motoryzacyjnej spowodowało wzrost dostępności technicznej obiektów nawet o 50% [8].

Zasadniczy wpływ na zapewnienie bezawaryjnej pracy urządzeń mają takie czynniki jak:

1. Badania sprawdzające (próby odbiorcze i oględziny oraz przeglądy okresowe);
2. Instrukcje eksploatacji maszyn i urządzeń;
3. Udział w naprawach autoryzowanych serwisów lub kwalifikowanego personelu;
4. Działania zapewniające spełnienie minimalnych wymagań bhp.

Oględziny mają na celu sprawdzenie, że zainstalowane urządzenia:

- spełniają podane w odpowiednich normach wymagania dotyczące bezpieczeństwa, co można stwierdzić sprawdzając oznaczenia lub stosowne świadectwa,
- zostały prawidłowo dobrane i zainstalowane zgodnie z wymaganiami właściwej normy,
- nie mają widocznych uszkodzeń wpływających na pogorszenie bezpieczeństwa,
- są zgodne z warunkami instalacji i eksploatacji zawartymi w dokumentacji techniczno-ruchowej producenta.

Celem przeglądu jest natomiast sprawdzenie, czy urządzenie odpowiada szczegółowym przepisom technicznym oraz podanym w odpowiednich normach zasadom bezpieczeństwa. Ponadto może obejmować on sprawdzenie rzeczywistego stanu technicznego urządzenia. Z reguły podczas eksploatacji przeglądy urządzeń elektrycznych wykonywane są w określonych odstępach czasu i służą przede wszystkim zlokalizowaniu uszkodzeń, które mogą utrudniać eksploatację lub stwarzać inne zagrożenia.

W instrukcjach eksploatacji urządzeń zawarte są wymagania dotyczące ich bezpieczeństwa, niezawodności oraz prowadzenia niezbędnych prac pomiarowo-kontrolnych potwierdzających odpowiedni stan techniczny urządzenia [9]. Obowiązek zapewnienia dokumentacji techniczno-eksploatacyjnej wyposażenia elektrycznego maszyn wynika z rozporządzeń właściwych ministrów wydanych na podstawie Ustawy Prawo Energetyczne oraz Ustawy Prawo Budowlane. Zgodnie z wymaganiami tych ustaw i rozporządzeń dla zapewnienia warunków do niezawodnej i bezpiecznej eksploatacji urządzeń konieczne jest opracowanie szczegółowych instrukcji określających całokształt pracy urządzeń, dla których niezbędna jest dokumentacja techniczna.

Zalecana dokumentacja techniczna w zależności od rodzaju maszyny lub urządzenia elektrycznego obejmuje:

- dokumenty przyjęcia urządzenia do eksploatacji,
- instrukcję ruchu i eksploatacji,
- książki i raporty pracy urządzeń z zapisami występujących zakłóceń i uszkodzeń w zakresie ustalonym w instrukcji,
- dokumenty dotyczące przewidzianych w instrukcji okresowych badań kontrolnych: oględzin, przeglądów, prac konserwacyjno-remontowych,
- protokoły zawierające wyniki badań i pomiarów okresowych,
- książki obiektu budowlanego.

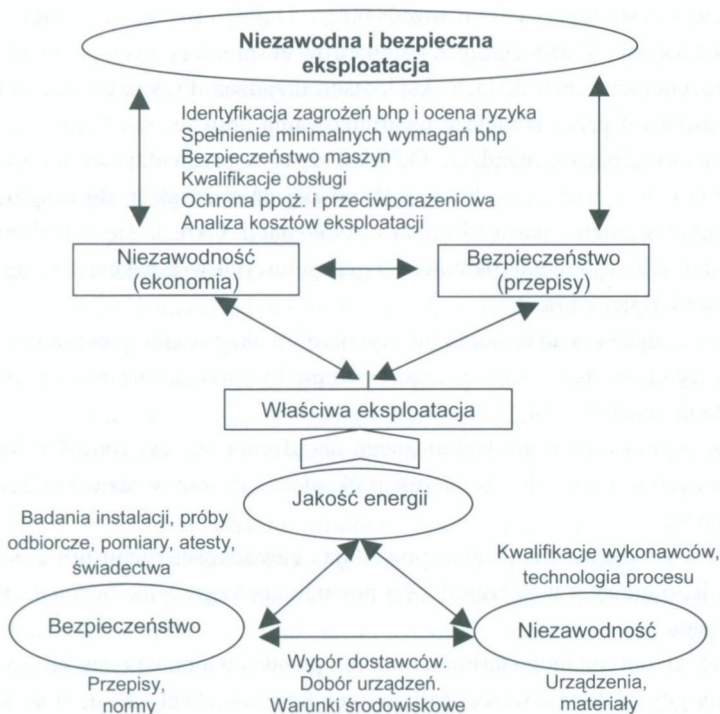
Do działań zapewniających spełnienie minimalnych wymagań bhp należy zestaw pytań i podpowiedzi określonych w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [10] odnośnie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy w zakresie użytkowania maszyn przez pracowników podczas pracy.

Listy kontrolne dla danego typu urządzenia lub maszyny zawierają między innymi wymagania przepisów prawnych odnoszących się do:

- instalacji i montażu,
- dokumentacji technicznej,
- sterowania (elementów sterowniczych, umiejscowienia pulpitu głównego, uruchomienia maszyna, zatrzymania normalnego i awaryjnego maszyny),
- zagrożeń mechanicznych,
- osłon i urządzeń ochronnych,
- ochrony przed innymi specyficznymi zagrożeniami,
- komunikowania.

Spełnianie minimalnych warunków bhp w czasie eksploatacji maszyn pozwala ograniczyć negatywny wpływ działalności człowieka na niezawodność maszyny i urządzenia. Minimalny akceptowalny poziom bhp jest utożsamiany z granicą dopuszczalnej niezawodności. Schemat zapewnienia wysokiej niezawodności maszyn i urządzeń na bazie jakości wyrobu i działań bhp zapewniających bezpieczną eksploatację przedstawiono rys. 2.2.





**Rys. 2.2.** Model zapewnienia niezawodnej i bezpiecznej eksploatacji maszyn [11]

Stworzenie warunków do bezpiecznej eksploatacji urządzeń oznacza spełnienie podstawowych wymagań bhp i określonych przepisów (ustaw, rozporządzeń właściwych ministrów, wymogów norm zharmonizowanych i oznakowania CE) przy jednoczesnym zapewnieniu wymaganych parametrów niezawodnościowych przez cały okres użytkowania. Należy podkreślić, że minimalny okres wysokiej niezawodności urządzenia pokrywa się z gwarancją, w której producent zobowiązuje się do poniesienia kosztów reklamacji jakościowych. Koszty gwarancji, serwisu i utrzymania w należytym stanie eksploatacyjnym są, w aspekcie amortyzacji urządzenia, istotnymi czynnikami przy podejmowaniu decyzji o zakupach inwestycyjnych.

Z reguły urządzenia projektowane i produkowane są do stosowania w określonych warunkach środowiskowych i eksploatacyjnych. W związku z tym często występują dwa aspekty ich użytkowania [12]:

- niewystarczająca wiedza użytkownika, który wykorzystuje urządzenie w nieodpowiednich, niezaplanowanych warunkach, często o tym nie wiedząc,
- niewystarczająca wiedza projektanta i technologa, którzy projektują użytkowanie urządzenia w takich warunkach, jakie w eksploatacji występują sporadycznie.

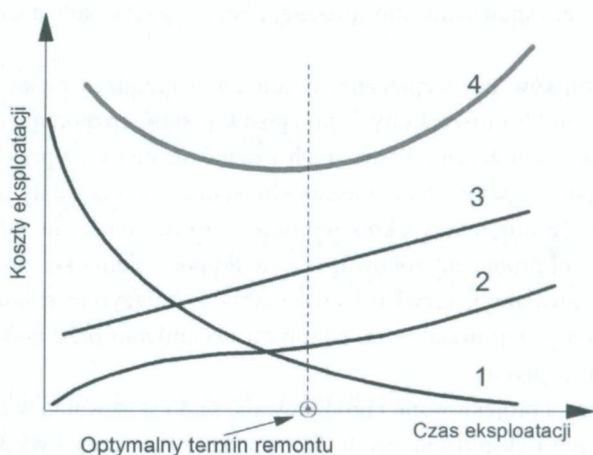
Zagadnienia te związane są z odpowiedzialnością producenta za wykonanie zobowiązań gwarancyjnych powinny być ujęte w umowie kupna-sprzedaży. Dotyczy to również warun-

ków prowadzenia usługi serwisu posprzedażnego. Dlatego niezbędne systemowe działania zapewniające utrzymanie wymaganych parametrów eksploatacyjnych urządzeń powinny być opisane w procedurach i instrukcjach eksploatacji urządzeń. Przy czym czynnikiem integrującym (wymuszonym przez istniejące uwarunkowania prawne) jest konieczność zapewnienia bezpiecznej eksploatacji urządzeń. Odbywa się to w przewidzianej dla urządzeń formie w postaci protokołów zdawczo-odbiorczych przekazania urządzeń do eksploatacji i wiąże się ściśle z opracowaniem instrukcji ruchu i eksploatacji. Określa się w nich metody i środki serwisowania oraz spełnienia parametrów jakościowych w aspekcie wymagań przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy.

Przekazanie urządzenia do remontu lub wycofanie z eksploatacji powinno nastąpić na podstawie oceny wyników stanu technicznego. Powinno być przekazane do remontu lub wycofane z eksploatacji, jeżeli [13,14,15]:

- a) nastąpi pogorszenie stanu technicznego urządzenia poniżej wartości dopuszczalnych określonych w normach lub instrukcji eksploatacji oraz w razie zwiększenia energochłonności;
- b) nastąpi uszkodzenie urządzenia powodując zawadności ruchu lub uniemożliwiającej dalszą jego pracę, a w szczególności powodujące zagrożenie bezpieczeństwu obsługi i otoczenia.

Zasadę wyboru optymalnego terminu remontu przedstawiono na rysunku 2.3. Powinien on być wykonany gdy następuje wzrost całkowitych kosztów eksploatacji, które są sumą kosztów amortyzacji, strat spowodowanych złym stanem urządzenia oraz zużycia energii.



**Rys. 2.3.** Zależność kosztów eksploatacji do czasu użytkowania urządzenia elektrycznego [5]:  
 1 – koszty amortyzacji, 2 – koszty strat spowodowane pogarszaniem się stanu technicznego urządzenia (koszty zawadności), 3 – koszty energii, 4 – ogólne koszty eksploatacji

Natomiast decyzję o wycofaniu urządzenia z pracy powinna być podejmowana, gdy ogólne koszty utrzymania przekraczają nakłady na eksploatację urządzenia nowego. Należy pa-



miętać, że wycofywane z eksploatacji urządzenia powinny być, zgodnie z ustawą, poddane recyklingowi[16], przy czym obowiązek zniwelowania zagrożenia dla środowiska naturalnego spoczywa na kierownictwie przedsiębiorstwa.

## 2.2. Podstawy strategii obsługi urządzeń

Zwiększająca się konkurencyjność wymaga od przedsiębiorstw zwiększenia niezawodności i ciągłości produkcji o odpowiednich parametrach jakościowych, jak również obniżania jej ceny. Trwałą przewagę konkurencyjną opartą na przewadze kosztowej mogą uzyskać tylko te przedsiębiorstwa, które zarządzane są strategicznie i działają w skali długoterminowej. Wyznacznikiem tych działań jest przyjęcie strategii jako koncepcji działania w dłuższym horyzoncie czasowym, biorącej pod uwagę przewidywane zmiany w otoczeniu, a także przewidywane zmiany wewnętrzne w zasobach i warunkach działania przedsiębiorstwa [1]. Strategia obejmuje zatem wybór celów oraz metod i środków działania zmierzających do ich realizacji. Konkretyzuje ona misję przedsiębiorstwa w postaci przyjętych planistycznych celów strategicznych. Zarządzanie strategiczne koncentruje się na formułowaniu i zapewnieniu realizacji celów przedsiębiorstwa w przyjętych funkcjach i dziedzinach. Dlatego na strategię zarządzania jednostkami gospodarczymi składają się [17]:

- a) cele ogólne i cele cząstkowe szczególnego znaczenia, a więc te, które rozstrzygają o tworzeniu, funkcjonowaniu i rozwoju przedsiębiorstwa jako całości,
- b) czynniki wewnętrzne i zewnętrzne warunki działania gospodarczego,
- c) poziom organizacyjny – techniczny i zasoby konkurencji,
- d) programy i plany działalności globalnej lub jakiejś funkcji przedsiębiorstwa,
- e) elastyczny horyzont planowania,
- f) ocena strategii przez zastosowanie określonych kryteriów efektywności.

Należy przy tym dodać, że przedsiębiorstwa energetyczne i spółki dystrybucyjne, z uwagi na posiadany znacznej wartości majątek sieciowy, muszą dodatkowo w swej strategii działania w istotny sposób uwzględniać sposób zarządzania majątkiem trwałym. Obejmuje ono szereg zagadnień, z których jako najważniejsze można wymienić [18]:

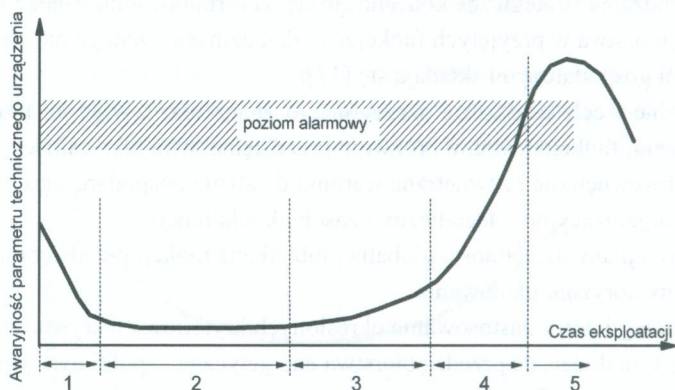
- utrzymanie obiektów majątku trwałego w sprawności technicznej (właściwa obsługa, konserwacja, remonty i modernizacja),
- wykorzystanie majątku trwałego,
- inwestowanie w majątek trwały,
- de inwestowanie.

W tych przedsiębiorstwach podstawowymi urządzeniami, które w znaczący sposób wpływają na globalny koszt funkcjonowania przedsiębiorstwa dystrybucyjnego są m.in. transformatory energetyczne. Dlatego jednym z najważniejszych zadań w spółkach dystrybucyjnych jest takie planowanie czynności obsługowych aby uniknąć ich awarii. W praktyce oznacza to, że prowadzenie obsługi transformatorów zdeterminowane jest nie tylko przez stan techniczny, ale również należy brać pod uwagę ryzyko awarii oraz jej ekonomiczne konsekwencje

(koszty ciążnione). Stąd, biorąc pod uwagę dużą wartość transformatorów, bardzo wysokie koszty ciążnione awarii oraz remontu, a także trudności techniczno-logistyczne jego wykonania, głównym celem obsługi staje się zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii oraz przedłużenie życia technicznego. Dodatkowym argumentem sprzyjającym takiemu podejściu do obsługi jest prywatyzacja spółek dystrybucyjnych. Nie sprzyja ona inwestowaniu w nowe transformatory, ponieważ powoduje zwiększenie wartości majątku trwałego i wynikający z tego wzrost kosztów własnych firm. Należy przy tym zaznaczyć, że podobne trudności występują również w innych branżach charakteryzujących się majątkiem trwałym o dużej wartości.

Przy wyborze strategii obsługi urządzeń należy mieć świadomość ogólnych praw towarzyszących eksploatacji. Wynika z nich, że:

- dobry stan techniczny urządzenia jest zawsze stanem przejściowym,
- eksploatacja w każdym przypadku wyzwała procesy starzeniowe, które pogarszają stan techniczny,
- zdarzenia losowe (wady materiałowe, błąd obsługi itp.) zaburzają przyjęte strategie i zwiększają ryzyko awarii oraz wartość strat.



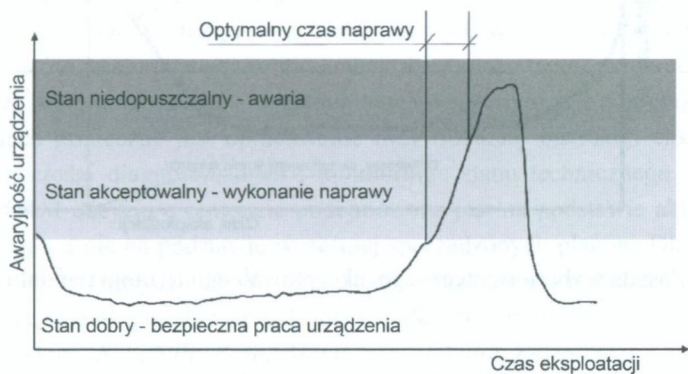
**Rys. 2.4.** Zmiany awaryjności urządzenia ze względu na wybrany parametr techniczny

Zasady te schematycznie ilustruje rysunek 2.4., na którym pokazano zmiany awaryjności urządzenia podczas eksploatacji ze względu na wybrany parametr techniczny. W pierwszym okresie (przedział 1), po wprowadzeniu urządzenia do eksploatacji awaryjność maleje. Zachowanie to wynika głównie z usuwania usterek i wad ukrytych w ramach napraw gwarancyjnych i rękojmi, a także w procesie doskonalenia obsługi. Warto przy tym zauważyć, że okres gwarancyjny powinien być dłuższy od przedziału 1, tak aby urządzenie bezpośrednio po jego upływie charakteryzowało się możliwie najlepszym stanem technicznym. Drugi etap eksploatacji (2) dotyczy procesu wolnego zużywania się urządzenia, które praktycznie nie ma wpływu na wskaźnik awaryjności. W trzecim etapie eksploatacji (3) zauważa się symptomy pogarszania się stanu technicznego i niewielki wzrost awaryjności. Jednak na ogół stan techniczny urządzenia jest lepszy niż bezpośrednio po rozruchu. Okres ten nazywany jest wczes-



snym etapem rozwoju procesów starzeniowych i charakteryzuje się tym, że jakość poszczególnych parametrów jest znacznie wyższa od przyjętych poziomów alarmowych. Natomiast etap (4) jest charakterystyczny dla przyspieszonego rozwoju procesów starzeniowych, w którym notuje się duży wzrost awaryjności spowodowany pogorszeniem się niektórych parametrów technicznych. Obserwuje się przy tym przyrost drobnych awarii oraz wzrost kosztów eksploatacji. Po przekroczeniu poziomów alarmowych (5) gwałtownie rośnie prawdopodobieństwo awarii katastrofalnych, których usunięcie wymaga dużych nakładów finansowych z wycofaniem urządzenia z eksploatacji włącznie.

Z ekonomicznego oraz technicznego punktu widzenia, przedstawione wyżej zachowanie się urządzenia podczas eksploatacji sprowadza się do precyzyjnego określenia momentu rozpoczęcia remontu oraz zdefiniowania jego zakresu, tak aby jego koszty oraz straty produkcyjne wynikające z postoju były minimalne. Ogólną zasadę wyboru właściwego czasu dokonania naprawy podczas eksploatacji przedstawiono na rysunku 2.5. Wynika z niego, że optymalnym czasem remontu jest moment, w którym obserwuje się przyspieszony rozwój procesów starzeniowych. Wtedy ciążone koszty eksploatacji są najmniejsze (rys. 2.3). Natomiast naprawa wykonana wcześniej powoduje, że potencjalne możliwości urządzenia nie są w pełni wykorzystane, co powoduje wzrost kosztów obsługi. Z kolei spóźniona naprawa skutkuje przede wszystkim wzrostem awaryjności urządzenia oraz nadmiernie rozbudowanym zakresem remontu lub modernizacji.

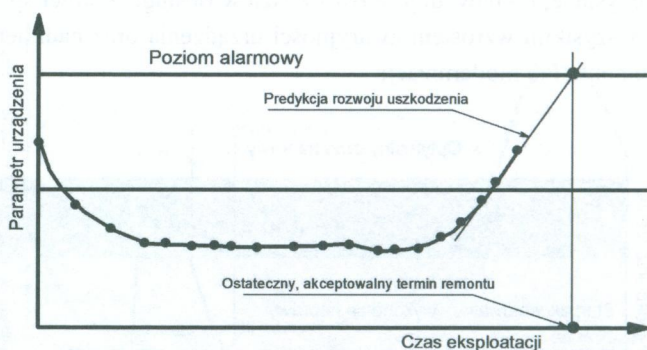


Rys. 2.5. Zasada wyboru czasu remontu lub naprawy urządzenia

Istotnym elementem decyzyjnym w wyborze optymalnego czasu pracy jest analiza ryzyka (prawdopodobieństwa) wystąpienia awarii potencjalnej oraz możliwość pogorszenia się parametrów eksploatacyjnych do poziomu, który uniemożliwia osiągnięcie zakładanych parametrów procesów technologicznych, co ma wpływ na obniżenie jakości wyrobów. Ważne jest również pogorszenie stanu bhp. Przy dużej intensywności pracy należy uwzględnić to kryterium jako element decyzyjny przyspieszający czas naprawy. Jednak zaleca się, aby urządzenie poddać przeglądowi po każdym przypadku wystąpienia stanu alarmowego istotnego parametru technicznego. Taka procedura ogranicza ryzyko wystąpienia awarii potencjalnej.

Planowanie optymalnego, a zwłaszcza granicznego momentu naprawy ma również uzasadnienie ekonomiczne wynikające nie tylko z kosztów bezpośrednich usuwania awarii lub działań zapobiegawczych, ale również z kosztów pośrednich związanych ze stratami produkcyjnymi. W przypadku spółek dystrybuujących energię elektryczną kosztem dodatkowym mogą być roszczenia odbiorców np. z tytułu utraty produkcji lub strat czasu pracy. Doświadczenia światowe wskazują, że orzeczone przez właściwe sądy na rzecz odbiorów rekompensaty za straty wytwórcze mogą bardzo dotkliwie.

Z tego powodu ważna jest ocena ostatecznego, akceptowalnego terminu usunięcia rozwijającego się uszkodzenia lub remontu urządzenia. Powinien on nastąpić najpóźniej w momencie, gdy rozwijający się proces pogarszania się wybranych parametrów technicznych osiągnie stan alarmowy (rys. 2.6). Należy przy tym podkreślić, że niezwykle istotnym czynnikiem podczas wyboru tego terminu jest prawidłowa predykcja rozwoju defektu. W praktyce wiąże się to bezpośrednio z określeniem perspektywy eksploatacji urządzenia przy uwzględnieniu obecnych i spodziewanych warunków pracy. Odbywa się ono najczęściej na podstawie kompleksowych, zaawansowanych badań technicznych oraz znajomości dynamiki rozwoju procesów przyspieszonego starzenia.



Rys. 2.6. Zasada wyboru ostatecznego, akceptowalnego terminu remontu urządzenia

### 2.3. Strategie obsługi (eksploatacji) urządzeń

Przedstawione wyżej zasady utrzymania ruchu maszyn i urządzeń mają istotny wpływ na wybór takiej strategii obsługi, która w konkretnych warunkach infrastrukturalnych i ekonomicznych będzie najbardziej efektywna. Podstawą nowoczesnych strategii obsługi urządzeń jest kryterium efektywności użytkowej. W konsekwencji preferują one eksploatację opartą na ocenie aktualnego stanu technicznego urządzeń w miejsce często spotykanej ich wymiany po zakończeniu resursu pracy. Realizowane w praktyce strategie eksploatacji urządzeń można pogrupować na cztery zasadnicze grupy:

1. **CM** – Obsługa (*Corrective Maintenance*), w której naprawa, remont lub zastąpienie urządzenia wymuszone jest przez nieoczekiwaną awarię. Takie podejście jest zazwyczaj



przyjęte, gdy koszt wymiany jest niski, a niezbędne części zapasowe są łatwo dostępne lub składowane w magazynie. Zwykle ten rodzaj obsługi znajduje zastosowanie przy urządzeniach o małej wartości lub pełniących mało istotną rolę w systemie. W konsekwencji eksploatacja odbywa się przy bardzo ograniczonych badaniach diagnostycznych, a podstawową obsługą bieżącą są oględziny.

2. **TBM** – Obsługa (*Time Based Maintenance*) prowadzona jest w ustalonych odstępach czasu i obejmuje wybrane urządzenia, które regularnie poddawane są przeglądowi lub wymianie. Taka strategia była generalnie stosowana w przeszłości i obecnie uważana jest za nieekonomiczną, ponieważ urządzenia nie w pełni są wykorzystywane w ciągu ich całego czasu życia. Ponadto doświadczenia z eksploatacji wskazują, że stosowanie obsługi TBM jest mało efektywne z punktu widzenia identyfikacji procesu przyspieszonego pogarszania się stanu technicznego. W konsekwencji obserwuje się zwiększoną awaryjność spowodowaną m.in. nieprawidłową predykcją rozwoju defektu i zbyt późną decyzją o terminie remontu.
3. **CBM** – Obsługa (*Condition Based Maintenance*), w której zakresy i terminy obsługi oraz badań diagnostycznych zależne są od stanu technicznego urządzenia. W takim systemie eksploatacyjnym stosuje się zwykle sprawdzone, zaawansowane narzędzia diagnostyczne z bieżącą kontrolą stanu technicznego w systemie on-line włącznie. Ze względu na swą elastyczność obsługa CBM charakteryzuje się wysoką efektywnością ekonomiczną i techniczną. Wymaga jednak również wysokich kwalifikacji służb eksploatacyjnych. Ponadto dużą zaletą CBM jest możliwość jej stosowania do obsługi urządzeń, które są krytycznym stanem technicznych (parametry przekroczyły poziomy alarmowe) lub gdy ich ranga w systemie technologicznym jest dominująca. W takich przypadkach konieczne jest opracowanie indywidualnej instrukcji eksploatacji oraz zestawu narzędzi diagnostycznych i monitoringu stanu technicznego. W przypadku strategii CBM decyzja o remoncie podejmowana jest na podstawie aktualnego stanu technicznego, a nie na podstawie wcześniej sporządzonych planów. Dlatego w przedsiębiorstwach energetycznych strategia ta jest coraz bardziej popularna, gdyż pozwala na zwiększenia efektywności zarządzania majątkiem sieciowym.
4. **RCM** – Obsługa (*Reliability Based Maintenance*), której zadaniem jest zapewnienie akceptowalnej niezawodności urządzenia. Jest ona oparta na przewidywaniu (predykcji) wystąpienia uszkodzenia lub stanu alarmowego. Dlatego podstawą procesu decyzyjnego jest zaawansowana analiza badań diagnostycznych, która pozwala ocenić skutki ewentualnej awarii na podstawie znajomości mechanizmów i przyczyn uszkodzeń. Stosowany zakres obsługi RCM (częstotliwość przeglądów i zakres badań diagnostycznych) wynika nie tylko z oceny stanu technicznego urządzenia, ale również uwzględnia jego rangę dla niezawodnego działania całego systemu. Wobec liberalizacji rynku energii elektrycznej ten ostatni czynnik staje się istotnym parametrem przy wyborze, gdyż sprzyja racjonalnemu zarządzaniu majątkiem.

Wybór odpowiedniej strategii obsługi zwykle nie jest ostateczny. Podczas eksploatacji, w zależności od warunków technicznych i ekonomicznych można stosować różne strategie

dla tych samych urządzeń. Pokazany na rysunku 2.7 algorytm wyboru strategii obsługi pokazuje, że pierwszym kryterium przy jej wyborze powinna być ranga urządzenia, którą pełni w systemie technologicznym. Jeżeli jest ona mało znacząca zalecane są strategie CM lub CBM. W tym przypadku czynnikiem determinującym wybór jest zakres diagnostyki. Jeżeli jest ona stosowana w bardzo małym zakresie lub nie wykonuje się jej wcale to właściwa jest strategia CM polegająca na obsłudze powypadkowej. Natomiast jeżeli ranga urządzenia jest duża, to w zależności od zakresu wykonywanych badań diagnostycznych zalecana jest obsługa TBM lub RCM.

Zmianę strategii obsługi dla danego urządzenia można podać na przykładzie jednostki, której stan techniczny jest krytyczny, a jej praca w systemie technologicznym konieczna. Przyjęcie obsługi RCM i zastosowanie zaawansowanego monitoring on-line pozwala na utrzymanie urządzenia w eksploatacji. Natomiast po wykonaniu remontu jednostka ta może być obsługiwana np. w systemie CM lub CBM (rys. 2.7).



Rys. 2.7. Algorytm wyboru strategii obsługi urządzeń

Zwykle najlepsze efekty techniczno-ekonomiczne przy obsłudze urządzeń osiąga się stosując wybrane badania diagnostyczne według strategii CBM oraz utrzymanie niezawodności wg RCM (rys. 2.7). Połączenie badań CBM (kontroli stanu technicznego) oraz RCM (działania prewencyjne zapewniające niezawodność) jest optymalnym kosztowo działaniem i w przypadku zgromadzenia ważnych statystycznych danych pomiarowych pozwala na oszacowanie (przewidywanie) przebiegu dalszych etapów cyklu życia urządzenia.



## Literatura do rozdziału 2

- [1] Żółtowski B, Żółtowski M.: „Doskonalenie strategii utrzymania zdatości maszyn”, Materiały XL Jubileuszowej Zimowej Szkoły Niezawodności, Wydawnictwo PIB w Radomiu, Szczyrk, (2012), str. 49.
- [2] Legutko S.: „Trendy rozwoju utrzymania urządzeń i maszyn”, Eksploatacja i Niezawodność nr 2, (2009), s.8-16.
- [3] Werner G.W.: „Praktyczny poradnik konserwacji urządzeń i maszyn”, Alfa-Weka, Warszawa, 1998.
- [4] Żółtowski M., Żółtowski B.: „Zarządzanie jakością procesu eksploatacji maszyn”, s.1034-1047, [http://www.ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk\\_pdf\\_2013/p095.pdf](http://www.ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk_pdf_2013/p095.pdf), (odczyt 9.07.2013).
- [5] Januszewski S., Sagan T., Szczucki F., Świątek H.: „Eksploatacja urządzeń elektrycznych i energoelektronicznych”, Instytut Technologii Eksploatacyjnej, Radom, 1999.
- [6] Moubray J.: “Maintenance management – a new paradigm”, Maintenance, 11:1, 1996
- [7] Nakajima S. “Introduction to TPM”, Portland, Productivity Press, 1988.
- [8] Jasiulewicz-Kaczmarek M. : Współczesne koncepcje utrzymania ruch infrastruktury technologicznej przedsiębiorstwa., Koncepcje Zarządzania Systemami Wytwórczymi (red. M. Fertsch), Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 2005.
- [9] PN-EN 60-204-1: 2006 (U): „Bezpieczeństwo maszyn. Wyposażenie elektryczne maszyn”.
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 września 2003 zmieniające rozporządzenie w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy w zakresie użytkowania maszyn przez pracowników podczas pracy (Dz. U. Nr 178 poz. 1745 z dnia 16.10.2003).
- [11] Węgrzyn B.: „Aspekty jakościowe wyrobu determinantą osiągnięcia wysokiej niezawodności eksploatacji maszyn i urządzeń elektrycznych” Przegląd Elektrotechniczny, nr 1, (2010), s. 263-268.
- [12] Dwiliński L.: „Zarządzanie jakością i niezawodnością wyrobów”, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2005.
- [13] Polska Norma PN-HD 60-364- 6: 2009: „Instalacje elektryczne niskiego napięcia (nn). Sprawdzenie”.
- [14] Ługowski B.: „Wytyczne oraz przepisy związane z eksploatacją, urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych”, Wydawnictwo COSiW SEP, Warszawa, 2004.
- [15] Uczciwek T.: „Dozór i eksploatacja instalacji praz urządzeń elektroenergetycznych w zakładach przemysłowych i innych jednostkach gospodarczych”, Wydawnictwo COSiW SEP, Warszawa, 2006.
- [16] Ustawa o recyklingu pojazdów wycofanych z eksploatacji z dnia 20 stycznia 2005 roku (Dz. U. Nr 25 poz. 202, Brzmienie z dnia 22.06.2013).
- [17] [www.wikipedia](http://www.wikipedia). Strategia organizacji – odczyt 9.07.2013.
- [18] Sudół S.: „Przedsiębiorstwo, Podstawy nauki o przedsiębiorstwie, Zarządzanie przedsiębiorstwem”, wyd. III, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa, 2006.

Faint, illegible text covering the majority of the page, likely bleed-through from the reverse side of the document.

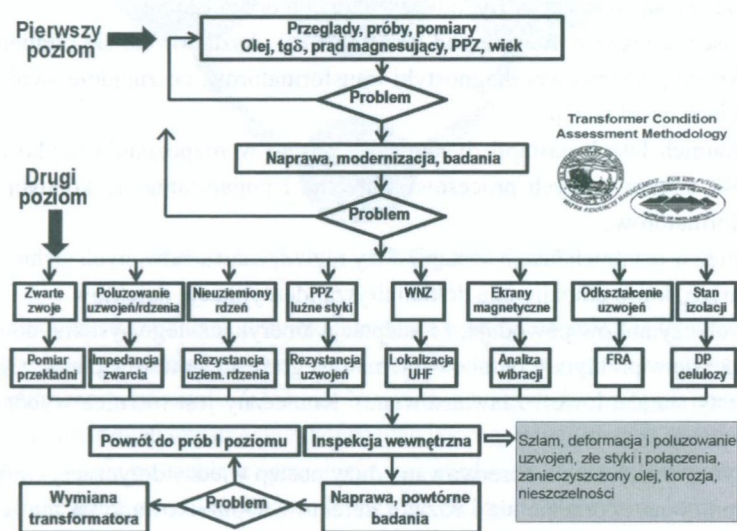


## Rozdział 3

# TRAFOGRADE – METODA OCENY STANU TECHNICZNEGO TRANSFORMATORÓW

Idea wyrażania stanu technicznego maszyn i urządzeń, w tym transformatorów energetycznych, za pomocą zunifikowanych wskaźników liczbowych (punktów) jest znana i stosowana od wielu lat. Szczególnie jest ona popularna w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, gdzie takie podejście stosuje się w wielu dziedzinach. Podejście to wymaga jednak dokładnego rozpoznania przyczyn i mechanizmów awarii oraz wpływu poszczególnych części składowych na ogólną kondycję techniczną urządzenia. W konsekwencji obserwuje się tendencję do opracowywania względnie prostych testów sprawdzających, które umożliwiają wyrażenie stanu technicznego maszyny lub urządzenia w arbitralnej skali punktowej przy określonych wartościach kryterialnych. Identyczną zasadę stosuje się w odniesieniu do transformatorów energetycznych, przy czym metodologię badań oraz sposób przeliczania otrzymanych wyników na wartości punktowe i kryterialne wartości poszczególnych parametrów podane są m.in. w broszurach [1,2,3].

Na rysunku 3.1. pokazano przykładowy algorytm oceny stanu technicznego transformatora, który stosowany jest w Kanadzie i służy m.in. do wspomagania decyzji remontowych i modernizacyjnych.



Rys. 3.1. Metodologia oceny stanu technicznego transformatora energetycznego [2]

Jak można zauważyć do podstawowych testów I poziomu zaliczono badania fizykochemicznych właściwości oraz analizę DGA oleju, pomiar współczynnika strat dielektrycznych  $\tan\delta$  przy częstotliwości 50 Hz, pomiar prądów magnesujących oraz diagnostykę PPZ. Pod uwagę brany jest również okres eksploatacji. Przyjmuje się przy tym, że pozytywne wyniki badań I poziomu są wystarczające do kontynuowania eksploatacji.

W przypadku przekroczenia kryterialnych wartości oraz po uwzględnieniu wpływu stwierdzonego defektu na bezawaryjną pracę podejmowana jest decyzja o dalszych działaniach naprawczych. Może to być usunięcie defektu, modernizacja transformatora lub też, w przypadku wątpliwości, podjęcie zaawansowanych badań, których celem jest bardziej precyzyjne ustalenie rodzaju i rozmiaru defektu.

Cechą charakterystyczną tej metodologii jest poprzedzenie decyzji o modernizacji lub remoncie szczegółowymi, zaawansowanymi badaniami II poziomu. Ich zadaniem jest możliwie dokładne zdefiniowanie stanu technicznego transformatora bez konieczności przeprowadzenia wewnętrznej inspekcji części aktywnej. Doświadczenie eksploatacyjne wskazuje bowiem, że sumaryczny nakład rzeczowy i finansowy na badania jest znacznie mniejszy od kosztu rewizji wewnętrznej. Wykonuje się ją dopiero w uzasadnionych lub krytycznych przypadkach.

Przedstawione powyżej zasada oceny stanu technicznego transformatorów z powodzeniem stosowana jest od wielu lat m.in. do bardziej racjonalnego wydatkowania środków rzeczowo-finansowych na eksploataowanie transformatorów przy akceptowalnej kondycji technicznej. Należy jednak podkreślić, że proste przeniesienie stosowanych w USA i Kanadzie sposobów do oceny transformatorów pracujących w polskich i europejskich sieciach elektroenergetycznych jest bardzo utrudnione. Składa się na to kilka przyczyn:

1. Konstrukcja transformatorów europejskich, a także tryb ich pracy w sieci elektroenergetycznych są znacząco różne od warunków amerykańskich;
2. W Polsce, a także w Europie, od dziesięcioleci ukształtowała się odmienna praktyka w zakresie podstawowej diagnostyki transformatorów, co znajduje swój wyraz w instrukcjach eksploatacji;
3. W ostatnich latach nastąpił dynamiczny postęp w rozpoznaniu fizyko-chemicznych zjawisk towarzyszących procesowi starzenia i pogarszania się kondycji technicznej transformatorów;
4. Również w ostatnich latach nastąpił duży rozwój zaawansowanych technologii diagnostycznych, które umożliwiają dokładniejszą identyfikację defektów.

Zespół tych czynników powoduje, że adaptacja amerykańskiego systemu do polskich warunków wiąże się w praktyce z opracowaniem nowego zestawu testów pierwszego i drugiego poziomu (testy standardowe i zaawansowane). Konieczny jest również wybór nowych deskryptorów oceny.

Ponadto w ostatnich latach obserwowano duży postęp wiedzy dotyczącej wpływu różnych warunków pracy na tworzenie się i rozwój defektów. Opublikowano na ten temat kilkaset prac, w tym znaczną część w postaci raportów Grupy Roboczej WG 12 CIGRE oraz artykułów na takich konferencjach jak „Transformatory w Eksploatacji” w latach 2005÷2013,

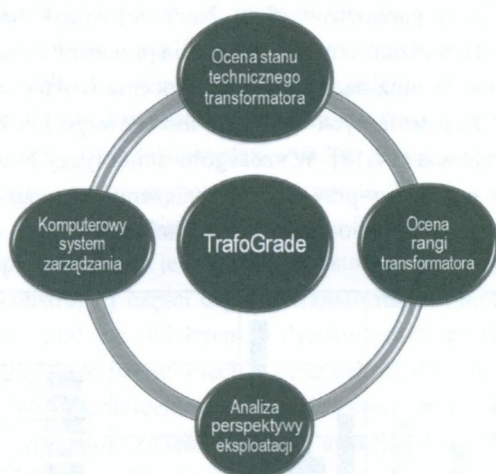


„Inżynieria Wysokich Napięć” czy też „Transformator”. Obszerny przegląd tych prac był przedstawiony również m.in. w [4,5,6].

Dane te pozwalają oprócz bieżącej oceny stanu technicznego dokonać analizy perspektywy eksploatacji jednostki w określonych warunkach pracy oraz określić przyszłe zagrożenia związane ze zwiększonym prawdopodobieństwem wystąpienia awarii katastrofalnej. Należy przy tym podkreślić, że w predykcji eksploatacji istotną rolę odgrywa długoletnie doświadczenie diagnostyczne połączone z bogatą dokumentacją serwisowania oraz zdarzeń sieciowych. Współczesne możliwości gromadzenia i szybkiej selekcji danych oraz komputerowe systemy wspomaganie decyzji są w tym względzie bardzo pomocne pozwalając na efektywne zarządzanie populacją transformatorów [7,8].

W oparciu o przedstawione wyżej przesłanki w Dziale Badawczo-Rozwojowym firmy Energo-Complex opracowano zintegrowany system zarządzania transformatorami o nazwie TrafoGrade, który składa się z czterech modułów (rys. 3.2):

1. Ocena stanu technicznego;
2. Ocena rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym;
3. Analiza perspektywy eksploatacji;
4. Komputerowy system zarządzania populacją.



Rys. 3.2. Moduły systemu TrafoGrade

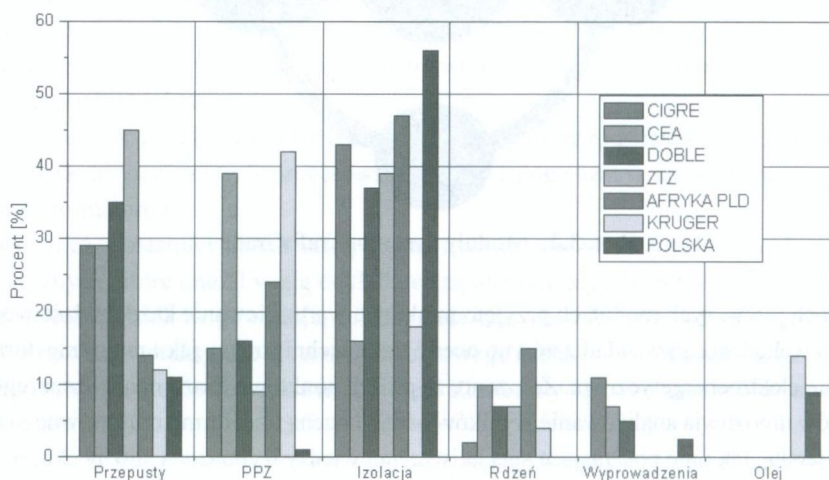
W dwóch pierwszych modułach przyjęto punktowe wartościowanie każdej właściwości lub parametru wchodzącego w skład zarówno oceny stanu technicznego, jak i rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym. Założono, że prosta, punktowa forma opisu poszczególnych parametrów umożliwia analizowanie wyników badań i oceną transformatora zarówno przez kadre inżynierską, jak i nie posiadające specjalistycznej wiedzy technicznej służby ekonomiczne. Ponadto wyrażenie ich w zunifikowanej skali pozwala na użycie algorytmu, który po uwzględnieniu wpływu danego parametru na ogólną kondycję transformatora, pozwoli wyznaczyć jego uogólniony stan techniczny w postaci jednej wartości liczbowej.

Analogiczna zasada wartościowania została przyjęta przy określeniu rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym.

### 3.1. Zasady oceny stanu technicznego

Przy tworzeniu części technicznej systemu *TrafoGrade* wykorzystano dostępne analizy awarii przede wszystkim o katastrofalnych skutkach [9,10,11,12,13,14,15,16]. Podawane przez różne ośrodki szczegółowe dane zostały zebrane w grupy, które odnoszą się do głównych elementów konstrukcyjnych transformatora (rys. 3.3).

Wynika z nich, że zasadniczą przyczyną awarii transformatorów są uszkodzenia układu izolacyjnego. W następnej kolejności można wymienić awarie przepustów oraz podobciążeniowych przełączników zacze- pów (PPZ). Należy przy tym zauważyć, że awarie bezpośrednio spowodowane złą jakością oleju występują niezwykle rzadko, a zagraniczni eksploata torzy prawie ich nie notują. Dlatego wykazywany w polskich statystykach względnie duży udział w awariach katastrofalnych tego rodzaju przyczyny należy raczej przypisać złej klasyfikacji, gdzie pierwotne źródło uszkodzenia (np. zawilgocenie lub przegrzanie) doprowadziło do znacznego pogorszenia się parametrów oleju. Niemniej jednak zestarzony, zawilgocony i zanieczyszczony olej jest katalizatorem przyspieszenia procesów starzeniowych oraz wytrącania się osadów. Czynniki te oraz nadmierne zawilgocenie izolacji celulozowej mogą być wtórną przyczyną awarii katastrofalnych w postaci mostkowego lub konwekcyjno-zaburzeniowego mechanizmu przebicia [17,18]. W szczególności dotyczy to uruchamiania transformatora z zimnej rezerwy oraz pracy przy dużym obciążeniu lub jego znacznymi zmianami. Stąd konieczna jest nieustanna troska o dobry stan techniczny oleju.



Rys. 3.3. Główne przyczyny awarii transformatorów  
Opracowano na podstawie [9,10,11,12,13,14]



Przydatność części czynnej transformatora wraz z układem izolacyjnym oraz podobciążeniowym przełącznikiem zacze­pów (PPZ) do eksploatacji okreś­lają następujące zasadnicze czynniki:

- a) stan obwodów elektrycznych i magnetycznych, poziom i miejsce wyładowań niezupełnych, a także lokalne punkty nadmiernego przyrostu temperatury w układzie izolacyjnym,
- b) stan konstrukcji mechanicznej oraz deformacje i poluzowanie uzwojeń,
- c) średni stopień zawilgocenia oraz zesterzenia celulozy,
- d) stan techniczny napędu oraz głowicy PPZ.

Stan obwodów elektrycznych i magnetycznych można w zasadzie określić na podstawie standardowych prób okresowych oraz analizy gazów rozpuszczonych w oleju, przy czym ta ostatnia jest badaniem najważniejszym. Na podstawie analizy DGA można określić ilość tzw. „gazów kluczowych” które są podstawą identyfikacji niepożądanych procesów fizykochemicznych w izolacji oraz stopnia zesterzenia celulozy. Czynnością o kapitalnym znaczeniu dla jakości diagnozy stanu izolacji jest metodologia wyznaczania ilości gazów, w tym sposób pobierania próbek. Przy niewłaściwym poborze oleju do badań lotne gazy mogą odparować z naczynia lub też mogą być poddane działaniu promieniowania słonecznego lub innych zanieczyszczeń. Wówczas jakościowa ocena procesów fizykochemicznych w izolacji będzie znacząco odbiegać od stanu faktycznego. Dlatego laboratoria takich firm jak np. National Grid Company czy też Polskie Sieci Elektroenergetyczne zalecają stosowanie specjalnych hermetycznych strzykawkę wraz z zestawem odpowiednich pojemników. Praktyka ta rozpowszechnia się również wśród pozostałych właścicieli transformatorów średnich i dużych mocy. Z doświadczeń firmy Energo-Complex wynika, że w zależności od sposobu konfekcjonowania próbek oleju, analiza może wykazać nawet 30-procentową różnicę zawartości gazów, co w znaczący sposób zmienia diagnozę stanu izolacji.

W długotrwale eksploatowanych jednostkach często występującym problemem jest poluzowanie mocowania konstrukcji części czynnej transformatora oraz odkształcenie i przesunięcie uzwojeń. Są one skutkiem działania sił dynamicznych powstających podczas zwarć i przepięć w sytuacji, gdy właściwości mechaniczne celulozy są znacząco mniejsze od nominalnych. Przesunięcie lub odkształcenie zwojów nie zawsze prowadzi do natychmiastowego uszkodzenia izolacji ale znacznie zwiększa ryzyko awarii katastrofalnej przy kolejnych zdarzeniach tego typu. Zatem identyfikacja takich odkształceń pozwala uniknąć awarii, a także urealnia szacunek kosztów remontu. Należy podkreślić, że remont uzwojeń należy do najdroższych składników procesu rewitalizacji transformatorów.

Do diagnozowania odkształceń uzwojeń używa się metody FRA, w której na obecnym etapie rozwoju, ocena deformacji odbywa się zasadniczo poprzez porównanie zarejestrowanych charakterystyk do przebiegów wzorcowych. Wymaga to szczegółowej znajomości metodyki wyznaczania charakterystyk FRA, a w tym:

- rodzaju i typu miernika, którym wyznaczono przebiegi odniesienia,
- rodzaju i sposobu podłączenia kabli pomiarowych oraz ekranów.

Konieczne jest również odpowiednie doświadczenie diagnosty, a także duża biblioteka przebiegów wzorcowych i danych porównawczych z transformatorów o identycznej kon-

strukcji i zbliżonym wieku. Energo-Complex jako pierwszy w Polsce zastosował tę metodę w praktyce diagnostycznej i posiada obecnie rejestracje kilku tysięcy krzywych wykonanych na kilkuset jednostkach różnych mocy i typów.

W ostatnim czasie, do oceny odkształcenia i poluzowania uzwojeń firma posługuje się zespoloną metodą częstotliwościowo-akustyczną, w której badania FRA uzupełniane są pomiarami wibroakustycznym. Opracowany algorytm analizy drgań kadzi w ustalonym i nieustalonym trybie pracy transformatora pozwala identyfikować ewentualne poluzowanie rdzenia lub uzwojeń transformatora (patrz rozdz. 4.3).

Tempo zużywania się izolacji transformatorowej zależy m.in. od stopnia zawilgocenia wykonanych z celulozy elementów stałych izolacji. Bowiern w zawilgoconej celulozie proces depolimeryzacji zachodzi kilka, a nawet kilkanaście razy szybciej w porównaniu do suchej. Przykładowo, dla preszpanu z 3% zawartością wody jest on pięciokrotnie szybszy niż dla jego zawilgocenia na poziomie około 1%. Dlatego ważną przesłanką przy podejmowaniu decyzji eksploatacyjnych i serwisowania transformatorów jest rozróżnienie jednostek pod względem kinetyki procesu i stopnia degradacji celulozy. Bowiern w przypadku intensywnego procesu starzenia należy liczyć się z szybką utratą właściwości mechanicznych przez papier, zwłaszcza przy zwiększonych obciążeniach transformatora. Z reguły przyjmuje się, że transformatory zawilgocone powyżej 2,5% są zagrożone przyspieszoną i nadmierną degradacją izolacji.

Praktycznym i skutecznym sposobem wyznaczenia stopnia polimeryzacji DP (degradacji) celulozy jest pomiar zawartości w oleju furanu 2-FAL. Jednak interpretacja wyniku pomiaru jest zagadnieniem złożonym i wymaga kwalifikowanego personelu. Problem ten bardzo szczegółowo omówiony był przez Helenę i Jerzego Słowikowskich w pracy [19]. Należy podkreślić, że w przypadku oszacowania stopnia polimeryzacji celulozy  $DPI \leq 400$  należy liczyć się z koniecznością przezwolenia transformatora. Koszt takiej operacji sięga nawet 40% wartości nowej jednostki, co znacznie obniża efektywność remontu.

Innym niekorzystnym zjawiskiem związanym z obecnością dużej ilości wody izolacji jest możliwość wystąpienia t.zw. „efektu bąblowania”, który polega na gwałtownym odparowaniu wody po przekroczeniu pewnej temperatury krytycznej górnej warstwy uzwojenia. W rezultacie następuje niebezpieczny wzrost ciśnienia wewnątrz kadzi, jej rozszczelnienie oraz gwałtowny przepływ gazów i oleju do konserwatora. Temperatura krytyczna, w której rozpoczyna się efekt bąblowania, zależy od stopnia zawilgocenia izolacji oraz ilości gazów rozpuszczonych w oleju izolacyjnym. Przykładowo, dla zwilgocenia rzędu 2÷3% zjawisko bąblowania występuje już przy relatywnie niskiej temperaturze punktu gorącego rzędu 125÷130 °C, przy czym w czasie zwarć (szybki przyrost temperatury) proces może rozpocząć się znacznie wcześniej [20]. W konsekwencji, w nadmiernie zawilgoconych transformatorach zachodzi konieczność obniżenia dopuszczalnej temperatury pracy, co wymaga zmniejszenia obciążenia lub zainstalowania dodatkowego układu chłodzenia. Z drugiej strony obserwuje się ostatnio ogólny wzrost obciążenia transformatorów, co zwiększa prawdopodobieństwo bąblowania jednostek starszych. Fakt ten powinien być również uwzględniony w ocenie stanu technicznego oraz zarządzaniu populacją transformatorów średniej i dużej mocy.



Pokazana na rysunku 3.3 analiza przyczyn awarii oraz przedstawione powyżej skrócona charakterystyka najważniejszych problemów eksploatacyjnych w jednoznaczny sposób wskazują na konieczny zakres badań podczas kompleksowej oceny stanu technicznego. Dlatego w metodzie TrafoGrade przyjęto zestaw 15-tu parametrów diagnostycznych, które charakteryzują stan techniczny transformatora:

- analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA),
- analiza odkształceń uzwojeń (FRA + pomiary wibroakustyczne),
- historia pracy,
- napięcie przebicia oleju,
- oględziny zewnętrzne,
- ocena podobciążeniowego przełącznika zaczeów (PPZ),
- ocena układu chłodzenia,
- ocena osprzętu transformatora,
- rezystancja izolacji,
- rezystancja uzwojeń,
- ocena stopnia degradacji celulozy,
- wiek transformatora,
- zawilgocenie izolacji stałej,
- zesterzenie oleju,
- stan techniczny przepustów.

Wszystkie parametry diagnostyczne przyporządkowano do trzech grup diagnostycznych:

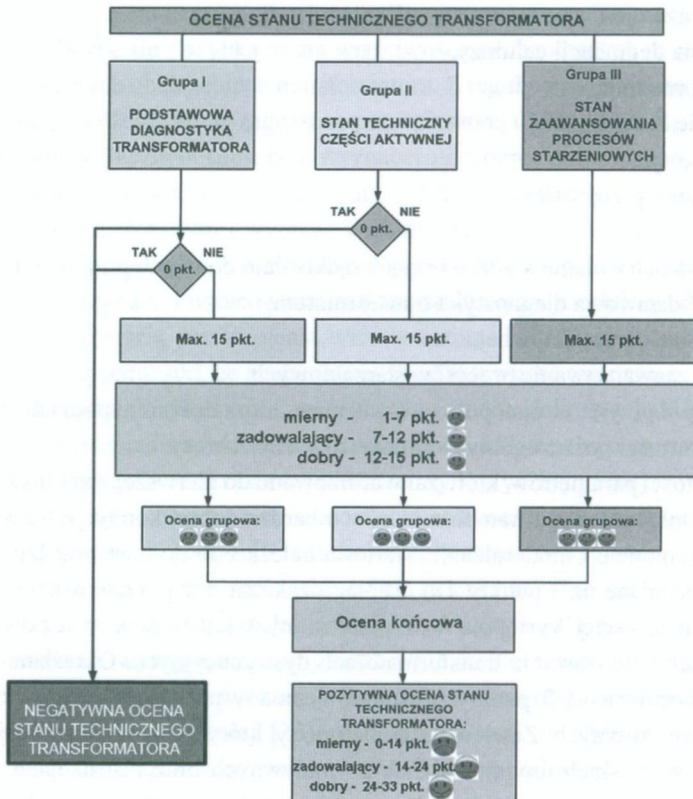
- Grupa I – podstawowa diagnostyka transformatora,
- Grupa II – stan części aktywnej,
- Grupa III – zaawansowanie procesów starzeniowych.

W każdej grupie przyjęto trójstopniową skalę ocen, która dokonuje podziału spotykanych w eksploatacji wartości poszczególnych parametrów trzy zakresy.

Przedział wartości parametrów, które zakwalifikowano do pierwszego zakresu są charakterystyczne dla eksploatowanych transformatorów o bardzo dobrej kondycji, transformatorów nowych lub po remoncie i modernizacji. Wartości należącego do tego przedziału określane są jako dobre i oceniane na 3 punkty. Do drugiego zakresu przyporządkowano wartości parametrów, które najczęściej występują w eksploatowanych kilkanaście lat w polskich warunkach i standardach serwisowania transformatorach dystrybucyjnych. Określane są one jako zadawalające i oceniane na 2 punkty. Najniżej oceniany przedział (1 pkt) określane jest jako zbiór wartości miernych. Zawiera on te parametry, których wartości znajdują się blisko przyjmowanych w polskich uregulowaniach normatywnych oraz instrukcjach eksploatacji transformatorów wartości progowych. Założono przy tym, że transformatory, które otrzymują ocenę mierną mogą pracować w ruchu elektrycznym, ale należy oczekiwać zwiększonego prawdopodobieństwa ich awarii. Natomiast, gdy którakolwiek z wartości nie spełnia kryteriów normatywnych lub wyszczególnionych w instrukcjach eksploatacji oceniana jest na zero punktów.

Na potrzeby metody TrafoGrade opracowano szczegółową instrukcję, która zawiera sposób definiowania i różnicowania wartości poszczególnych parametrów, a także metodykę grupowej i końcowej punktacji. Przyjęto, że w każdej z trzech grup maksymalna ocena wynosi 15 pkt., przy czym w zakresie 1÷7 pkt. stan techniczny grupy oceniany jest jako mierny, w zakresie 7÷12 pkt. jako zadowalający, natomiast dla 12÷15 pkt. jako dobry (rys. 3.4). Zgodnie z przyjętymi założeniami, negatywna ocena (0 pkt.) jakiegokolwiek parametru w grupie I oraz grupie II eliminuje jednostkę z dalszego analizowania według metody TrafoGrade. W tym przypadku transformator nie może pracować w ruchu elektrycznym.

Zgodnie z przedstawionym na rysunku 3.4 algorytmem ostateczna ocena stanu technicznego tworzona jest na podstawie ocen grupowych i zawiera się w przedziale 0÷33 punkty. W zakresie 0÷14 pkt. ogólny stan techniczny transformatora określany jest jako **mierny**, w zakresie 14÷24 pkt. jako **zadowalający**, natomiast dla 24÷33 pkt. jako **dobry**.



Rys. 3.4. Algorytm oceny stanu technicznego transformatora metodą TrafoGrade



### 3.2. Podstawowa diagnostyka transformatora wg metody TrafoGrade

Grupą I diagnostyki transformatora obejmuje najbardziej podstawowe cechy transformatora, których zły stan techniczny w istotny sposób nie wpływa na zdolność do pracy w ruchu elektroenergetycznym (tabl. 3.1).

**Tablica 3.1.** Zakres podstawowej diagnostyki transformatora wg metody TrafoGrade

GRUPA I – Podstawowa diagnostyka transformatora		
L.p.	Cecha	Punktacja
1	Historia pracy transformatora	1, 2, 3
2	Oględziny zewnętrzne	0, 1, 2, 3
3	Ocena osprzętu transformatora	1, 2, 3
4	Ocena PPZ	0, 1, 2, 3
5	Ocena układu chłodzenia	1, 2, 3

Tylko w skrajnych przypadkach, katastrofalny stan techniczny którejkolwiek z nich stwarza konieczność odłączenia jednostki od sieci. Doświadczenie eksploatacyjne wskazuje, że usunięcie usterek w tej grupie cech z reguły nie stwarza większych problemów technicznych i jest relatywnie tania. Najczęściej mogą być one usunięte przez służby serwisowe na miejscu zainstalowania transformatora. Przykładowo, można tu wymienić takie prace remontowe jak wymianę osprzętu lub napędu PPZ.

Historia pracy transformatora rozpatrywana jest głównie z punktu widzenia zdarzeń sieciowych. Przy jej ocenie brane są pod uwagę remonty i modernizacje, a także charakterystyka i historia obciążenia, ewentualne przepięcia atmosferyczne oraz wewnętrzne i zewnętrzne zwarcia.

**KARTA OGŁĘDZIN TRANSFORMATORA**

data wykonania pomiarów: \_\_\_\_\_ lokalizacja transformatora: \_\_\_\_\_  
 producent: \_\_\_\_\_ MOD: \_\_\_\_\_ nr: \_\_\_\_\_ rok produkcji: \_\_\_\_\_  
 napięcie: \_\_\_\_\_ typ: \_\_\_\_\_ PFC: \_\_\_\_\_ układ połączeń: \_\_\_\_\_  
 1. Defekty zewnętrzne

Stan techniczny transformatora			
DOBRY*	ZŁY*		
Zwrócić uwagę na następujące punkty oględzin:			
<b>ZAWIĄZANIE</b>			
Opaczenia:	Poprawne*	Niepoprawne*	Zwrócić uwagę*
Stan szwów:	Dobry*	Zły*	Poprawny*
Opis:			Zły*
Czy występują wycieki oleju?			
TAK*		NIE*	
Jeżeli TAK, to określić ich intensywność			
pojemnie *		dużo *	
Opis miejsca wycieku			
plamy oleju na powierzchni kadzi *		plamy oleju pod transformatorem *	
Dodatkowy opis miejsca wycieku:			
Jeżeli typ konserwacji zastosowanej w transformatorze?			
dzieleny *		całkowicie dzielony *	
z podziałką powietrzną *		z podziałką gazową (DZ) *	
Uwagi:			
Jeżeli jest stan nieokreślony?			
DOBRY*		ZŁY*	
Czy w transformatorze występuje korozja?			
TAK*		NIE*	
Jeżeli TAK, to opisać miejsce występowania korozji			
Uwagi:			
Czy występują uszkodzenia przemieszczalności mechanicznej?			
mechaniczne uszkodzenia porcelany *		wycieki oleju i gliceryny *	
marnowanie przepływu *			

1

**KARTA OGŁĘDZIN TRANSFORMATORA**

Sprawdzić luz na bandażach	
Działanie poprawne*	Działanie niepoprawne*
Sprawdzić luz na przekładkach (katowca i podprzekładka)	
Działanie poprawne*	Działanie niepoprawne*
Wycieki oleju w obszarach przekładki podprzekładki (miejscach łączących)	
Jest wyciek*	Brak wycieku*
Określić stan pracy szlifka (np. uszum holowy)	
DOBRY*	ZŁY*
Określić stan pracy styczników (czy głęboko przesuw, ślizganie)	
Działanie poprawne*	Działanie niepoprawne*
Sprawdzić czy zabezpieczenia szlifka jest w napędzie	
Jest*	Brak zabezpieczenia w napędzie*
Sprawdzić czy korka do przelazowania jest w napędzie	
Jest*	Brak korka w napędzie*
Określić typ magnetyka i odobornika wskaźnika pobicia	
Uwagi:	
3. Ocena układu chłodzenia	
Określić stan wentylatorów.	
DOBRY*	ZŁY*
Uwagi:	
Wykonać próbę układu sterowania wentylatorów (po uzgodnieniu z służbami eksploatacyjnymi, sterowanie za pomocą termistoty lub z szafy sterowniczej)	
Wynik próby pozytywny*	Wynik próby negatywny *
Uwagi:	
NOTATKI:	
* - niepotrzebne skreślić	

3

**KARTA OGŁĘDZIN TRANSFORMATORA**

Sprawdzić luz na bandażach	
Działanie poprawne*	Działanie niepoprawne*
Sprawdzić luz na przekładkach (katowca i podprzekładka)	
Działanie poprawne*	Działanie niepoprawne*
Wycieki oleju w obszarach przekładki podprzekładki (miejscach łączących)	
Jest wyciek*	Brak wycieku*
Określić stan pracy szlifka (np. uszum holowy)	
DOBRY*	ZŁY*
Określić stan pracy styczników (czy głęboko przesuw, ślizganie)	
Działanie poprawne*	Działanie niepoprawne*
Sprawdzić czy zabezpieczenia szlifka jest w napędzie	
Jest*	Brak zabezpieczenia w napędzie*
Sprawdzić czy korka do przelazowania jest w napędzie	
Jest*	Brak korka w napędzie*
Określić typ magnetyka i odobornika wskaźnika pobicia	
Uwagi:	
3. Ocena układu chłodzenia	
Określić stan wentylatorów.	
DOBRY*	ZŁY*
Uwagi:	
Wykonać próbę układu sterowania wentylatorów (po uzgodnieniu z służbami eksploatacyjnymi, sterowanie za pomocą termistoty lub z szafy sterowniczej)	
Wynik próby pozytywny*	Wynik próby negatywny *
Uwagi:	
NOTATKI:	
* - niepotrzebne skreślić	

3

**Rys. 3.5.** Przykładowe strony Karty Ogłędzin transformatora energetycznego

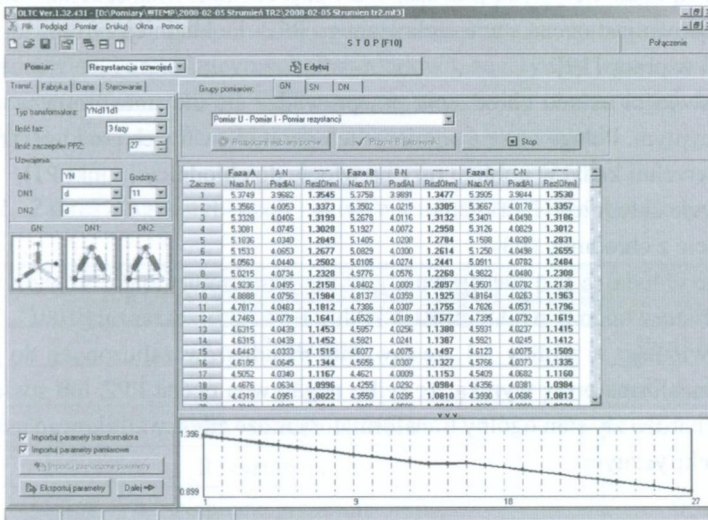
Natomiast oględziny zewnętrzne przeprowadzane są zgodnie z opracowaną Kartą Ogłędzin (rys. 3.5). Najważniejszymi elementami, na które diagnosta powinien zwrócić uwagę to przede wszystkim wycieki oleju oraz korozja kadzi.



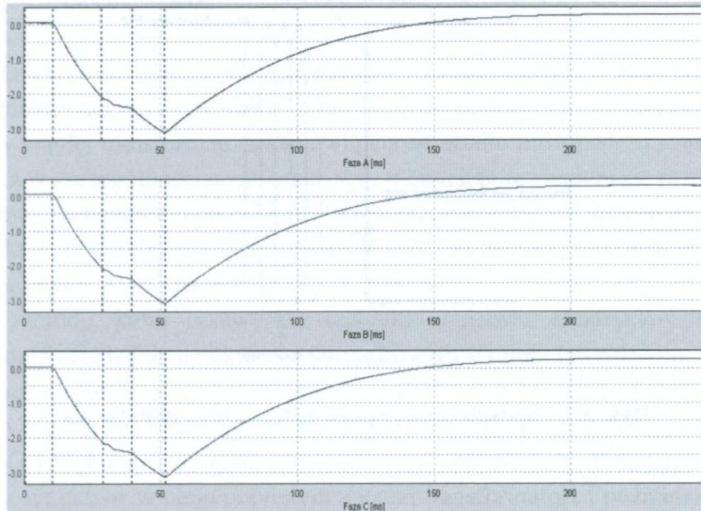
Sprawdzenie osprzętu odbywa się zgodnie z wytycznymi zamieszczonymi w Karcie Ogłędzin. Sprawdzeniu podlegają przede wszystkim stan silikażelu oraz termometry i wskaźniki oleju.

Przeгляdu podobciążeniowych przełączników zaczeów również dokonuje się według zaleceń umieszczonych w Karcie Ogłędzin (rys. 3.5). Podstawą oceny jest dynamiczny pomiar rezystancji styków oraz pomiary oscylograficzne stanów przejściowych podczas czynności łączeniowych (rys. 3.6). W ocenie stanu technicznego PPZ uwzględniane są również ogłędziny. Praktyka eksploatacyjna wskazuje przy tym, że największe problemy stwarza mechanizm napędu PPZ, który jest zasadniczą przyczyną awarii.

a)



b)



Rys. 3.6. Wyniki pomiarów rezystancji uzwojeń GN w różnych położeniach przełącznika zaczeów (a) oraz czasów przełączania PPZ i ich jednoczesności fazowej (b)

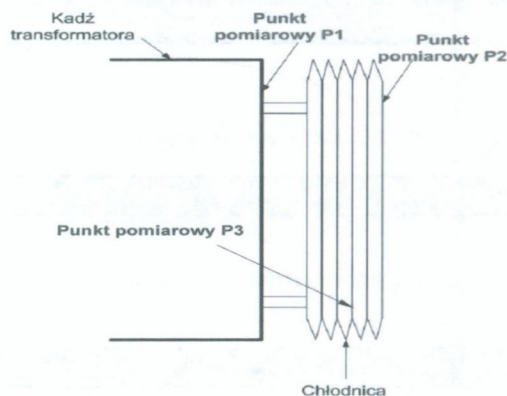
Ocenę rezystancji zestyków PPZ ocenia się w sposób pośredni poprzez pomiar rezystancji uzwojenia GN na każdym zaczeple PPZ. W przypadku, gdy zestyk jest uszkodzony lub wypalony, co skutkuje wzrostem rezystancji uzwojenia na danym zaczeple, na charakterystyce zmian rezystancji (rys. 3.6.a) obserwuje się odchylenie od przebiegu wzorcowego. Proces przełączania PPZ stosunkowo prosto można ocenić na podstawie zmian prądu płynącego przez uzwojenie podczas pracy PPZ. Na czasowej charakterystyce prądu można wyznaczyć charakterystyczne punkty przełączania oraz określić czas trwania poszczególnych etapów wraz z ich jednoczesnością w poszczególnych fazach (rys. 3.6.b). Każdy typ PPZ oznacza się swoją wzorcową charakterystyką przełączania i poprzez porównanie zmierzonych wartości do wzorca możliwa jest ocena stanu technicznego PPZ. Dokładniejszy opis tej metody opublikowany był w pracy [19].

Ocenę sprawności układu chłodzenia przeprowadza się dla transformatorów z chłodzeniem grawitacyjnym. Polega ona na pomiarze temperatury w trzech punktach (rys. 3.7):

- na powierzchni kadzi w pobliżu rury na wlocie do chłodnicy (punkt P1),
- na szczycie chłodnicy (P2),
- na wylocie z chłodnicy (P3).

Przyjęto, że chłodnica jest niesprawna, gdy dla temperatury oleju w kadzi rzędu  $60^{\circ}\text{C}$ , różnice temperatury między punktami P1 a P2 lub P2 a P3 przekraczają  $10^{\circ}\text{C}$ .

Z przedstawionego w tabelicy 3.1. zestawienia parametrów zaliczonych do podstawowej diagnostyki transformatorów wynika, że tylko negatywna ocena PPZ lub stwierdzony podczas oględzin bardzo zły stan ogólny transformatora może zdyskwalifikować jednostkę z pracy w ruchu elektrycznym.



Rys. 3.7. Sposób oceny sprawności układu chłodzenia



### 3.3. Ocena stanu technicznego części aktywnej wg metody TrafoGrade

Do grupy II przypisano te właściwości, które spełniają istotną rolę w funkcjonowaniu transformatora (tabl. 3.2). Przyjęto, że takie właściwości jak: rezystancja izolacji, rezystancja uzwojeń, napięcie przebicia oleju oraz wyniki analizy DGA mogą być parametrami eliminującymi. Diagnosta może ocenić je na 0 pkt., co daje negatywną końcową ocenę stanu technicznego transformatora. Zgodnie z przyjętymi zasadami, niższa niż dopuszczalna wartość którejkolwiek z tych właściwości eliminuje transformator z ruchu elektrycznego. Praktyka eksploatacyjna wskazuje, że usunięcie defektu odpowiedzialnego za zaniżone wartości tych parametrów i przywrócenie akceptowalnego stanu technicznego wymaga na ogół znacznych nakładów finansowych i organizacyjnych. Przykładowo, negatywny wynik analizy DGA wymaga odłączenia transformatora od sieci i co najmniej rewizji wewnętrznej. Jednak najczęściej konieczny jest remont jednostki w specjalistycznych warsztatach.

Tablica 3.2. Zakres diagnostyki części aktywnej transformatora wg metody TrafoGrade

GRUPA II – Stan techniczny części aktywnej		
Lp.	Właściwość	Punktacja
1	DGA	0, 1, 2, 3
2	Rezystancja uzwojeń	0, 1, 2, 3
3	Rezystancja izolacji	0, 1, 2, 3
4	Napięcie przebicia oleju	0, 1
5	Ocena stanu mechanicznego części aktywnej	1, 2, 3

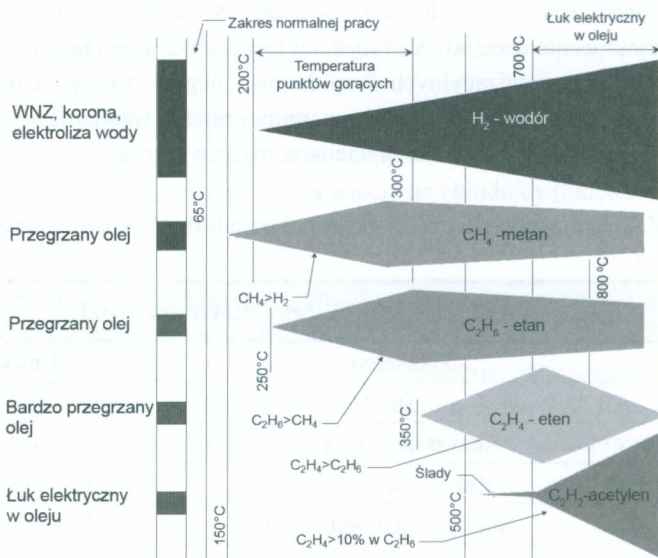
Analiza DGA (*Dissolved Gas Analysis*) gazów rozpuszczonych w oleju jest podstawową techniką diagnostyczną w ocenie stanu izolacji transformatora. Próbkę oleju pobrane z kadzi podczas pracy ciągłej transformatora stanowią cenne źródło informacji o stanie jego układu izolacyjnego, a w szczególności o zmianach wywołanych pojawieniem się różnych defektów, zaawansowanym zesterzeniem oleju i izolacji celulozowej oraz zawilgoceniem układu. Są to właściwości, które determinują wytrzymałość elektryczną izolacji i jej trwałość eksploatacyjną. Do szczególnych zalet diagnostyki DGA należy:

- czułość metody, która przewyższa techniki pomiarów elektrycznych i umożliwia wykrywanie i śledzenie defektów w początkowym stadium ich rozwoju,
- mała objętość próbki oleju koniecznej do analizy ( w zależności od stosowanej metody od 50 do 250 ml, łącznie z możliwością pomiaru związków furanu) [19].

Badania DGA wykonuje się zgodnie z normą IEC 60567 [21]. Polegają one na wyznaczeniu zawartości gazów w oleju pobranym z kadzi transformatora i późniejszej ich analizie zgodnie z normą IEC 60599 [22] lub instrukcją eksploatacji transformatorów [23].

W analizie bierze się pod uwagę takie gazy jak: wodór ( $H_2$ ), metan ( $CH_4$ ), etan ( $C_2H_6$ ), eten ( $C_2H_4$ ), acetylen ( $C_2H_2$ ), propan ( $C_3H_8$ ), propen ( $CH_3CH=CH_2$ ), tlenek (CO) i ditlenek węgla

(CO<sub>2</sub>), tlen (O) oraz azot (N). Wyznacza się ponadto sumę zawartości gazów palnych i wzajemne relacje ilościowe CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>/CO oraz O<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>. Ocenę wykonuje się poprzez porównanie zmierzonych zawartości gazów oraz ich wzajemnych relacji do wartości typowych. Na tej podstawie określa się rodzaj ewentualnego defektu oraz jego intensywność lub rozległość (rys. 3.8) [19,24]. Problematyka poprawnej interpretacji badań DGA z uwzględnieniem specyfiki polskiej populacji transformatorów była szczegółowo omówiona m.in. przez Helenę i Jerzego Słowikowskich w pracy [19].



**Rys. 3.8.** Gazy palne wydzielane na skutek rozkładu oleju w temperaturze wyższej niż 150<sup>0</sup> C [24]

Pomiary rezystancji uzwojeń oraz izolacji transformatorów należą do ugruntowanych i najdłużej stosowanych w Polsce podstawowych technik diagnostycznych. W systemie TrafoGrade pomiary rezystancji uzwojeń przeważnie przeprowadza się równocześnie z diagnostyką PPZ. Analizę jakościową wykonuje się dla wartości rezystancji uzwojenia GN zmierzonych w całym zakresie położenia PPZ oraz wartości rezystancji między uzwojeniami A-B, B-C, A-C dla uzwojenia DN. Podstawą wartościowania są różnice rezystancji poszczególnych faz. Za maksymalną akceptowalną odchyłkę przyjęto różnicę rezystancji którejkolwiek z fazy w stosunku do średniej wartości rezystancji wszystkich faz w wysokości 4÷6%, przy czym warunkiem dodatkowym jest stwierdzenie występowania przegrzań wysokotemperaturowych w analizie DGA. Wartością dyskwalifikującą dalszą eksploatację transformatora jest różnica rezystancji uzwojenia fazowego większa niż 6% w stosunku do średniej wartości rezystancji wszystkich faz oraz stwierdzona na podstawie badań DGA obecność przegrzania wysokotemperaturowego.



Ocenę izolacji transformatorów wykonuje się na podstawie pomiarów rezystancji izolacji w układach GN-DN,z , DN-GN,z, GN-DN-e,z. Do jakościowej oceny przyjmuje się wartości rezystancji izolacji zmierzone po 300 sekundach od podania stałego napięcia pomiarowego (tzw.  $R_{300}$ ) (tabl. 3.3). Przyjęcie takiej metodyki wynika z dwóch postulatów:

- ocenie powinna podlegać rzeczywista wartości rezystancji izolacji, co wiąże się z minimalizacją wpływu procesów polaryzacyjnych na mierzoną wartość,
- pomiar powinien być wykonany w akceptowalnym czasie.

Należy zaznaczyć, że w systemie TrafoGrade przy jakościowej ocenie izolacji zrezygnowano z popularnie stosowanych pomiarów wartości rezystancji izolacji po 60 sekundach (tzw.  $R_{60}$ ) czy też współczynnika  $R_{60}/R_{50}$ . Wynika to z niejednoznacznej fizycznej interpretacji tych wartości, co szeroko było opisane m.in. w pracach [19,25].

**Tablica 3.3.** Kryterialne wartości rezystancji izolacji  $R_{300}$  stosowane w systemie TrafoGrade

Punktacja	Kryterium
3	$R_{300}$ dla 30 °C > 1500 MΩ
2	$R_{300}$ dla 30 °C (500 – 1500) MΩ
1	$R_{300}$ dla 30 °C (150 – 500) MΩ
0	$R_{300}$ dla 30 °C < 150 MΩ

Przy ocenie stanu technicznego części aktywnej badania DGA uzupełniane są pomiarem napięcia przebicia oleju wg normy IEC 60156 [26]. Celem tego pomiaru jest stwierdzenie odpowiedniej wytrzymałości elektrycznej układu izolacyjnego transformatora, zwłaszcza w stanach nieustalonych napięcia (przebiecia łączeniowe i udarowe). Ponieważ międzynarodowe statystyki wskazują na minimalny udział oleju w katastrofalnych awariach transformatorów, to po uwzględnieniu polskiej tradycji i doświadczeń diagnostycznych, w systemie TrafoGrade przyjęto dwustopniową ocenę z punktacją (0, 1) oraz minimalną wartością napięcia przebicia oleju  $U_p = 40$  kV. Pozostałe fizyko-chemiczne właściwości oleju rozpatrywane są w grupie III, która dotyczy oceny zaawansowania procesów starzeniowych.

Od wielu lat deformacje i odkształcenia uzwojeń, a także defekty w rdzeniu identyfikowano za pomocą pomiarów prądów magnesujących. Mimo, że weszły one do kanonu podstawowej diagnostyki części aktywnej (rys. 3.1.), to jednak ich skuteczność okazała się bardzo słaba. Od ponad dekady praktycznie zastąpiono je pomiarami FRA, które zalicza się do nowoczesnych, zaawansowanych i stale rozwijających się technologii diagnostycznych. Z tego powodu praktyczne aspekty stosowania pomiarów FRA oraz wibroakustycznych do oceny deformacji i poluzowań, a także stanu mechanicznego części aktywnej będą szerzej omówione w rozdziale 4 niniejszego podręcznika.

### 3.4. Ocena zaawansowania procesów starzeniowych wg metody TrafoGrade

Grupa III w zasadzie nie dotyczy problemów związanych z bieżącą eksploatacją transformatora, lecz jest ukierunkowana na przewidywany „czas życia” oraz planowanie remontów i modernizacji. Dlatego nawet negatywna ocena którekolwiek parametru nie eliminuje jednostki z ruchu. Wymaga natomiast odpowiedniego zaplanowania remontu lub modernizacji. Do tej grupy przyporządkowano cechy, które wymieniono w tablicy 3.4.

Zawartość wody w izolacji papierowo-olejowej należy do najważniejszych czynników wpływających na proces starzenia. Dlatego w systemie TrafoGrade przykładą się szczególną uwagę do jej rzetelnego wyznaczenia. W tym celu standardowo stosuje się skojarzony pomiar „RVM-PDC”, który jest wykonywany za pomocą opracowanego w kooperacji z firmą B&C Diagnostic (Węgry) miernika (rys. 3.9). Jest to oryginalna, opracowana przez Energo-Complex metoda, która pozwala na prawidłowe oznaczenie ilości wody zgromadzonej w preszpanie i celulozie nawet dla stanu dużej nierównowagi termodynamicznej stężenia wilgoci w izolacji papierowo-olejowej [27,28].



Rys. 3.9. Miernik „RVM-PDC” prod. Energo-Complex – B&C Diagnostic



**Tablica 3.4.** Zakres diagnostyki procesów starzeniowych wg metody TrafoGrade

<b>GRUPA III – Zaawansowanie procesów starzeniowych</b>	
<b>Właściwość</b>	<b>Punktacja</b>
Zawilgocenie izolacji	1, 2, 3
Zawartość furanów w oleju	1, 2, 3
Zestarzenie oleju (parametry fizykochemiczne oleju)	1, 2, 3
Wiek transformatora	1, 2, 3

Cecha ta jest szczególnie ważna podczas badania transformatorów bezpośrednio po produkcji, remoncie lub suszeniu oraz w jednostkach charakteryzujących się dużą zmiennością obciążenia lub temperatury izolacji. W koniecznych przypadkach dodatkowo wykonuje się szacowania zawilgocenia za pomocą metody FDS. Warto podkreślić, że stosowanie trzech, opartych na różnych procesach fizycznych, metod minimalizuje błędy pomiarowe i pozwala z największą możliwą wiarygodnością wyznaczyć stopień zawilgocenia izolacji. Niemniej jednak, jak to wykazano w pracach [29,30], należy w praktyce zakładać, że dokładność oznaczenia zawilgocenia elementów stałych izolacji papierowo-olejowej nie jest większa niż  $\Delta X = \pm 0,2\%$ .

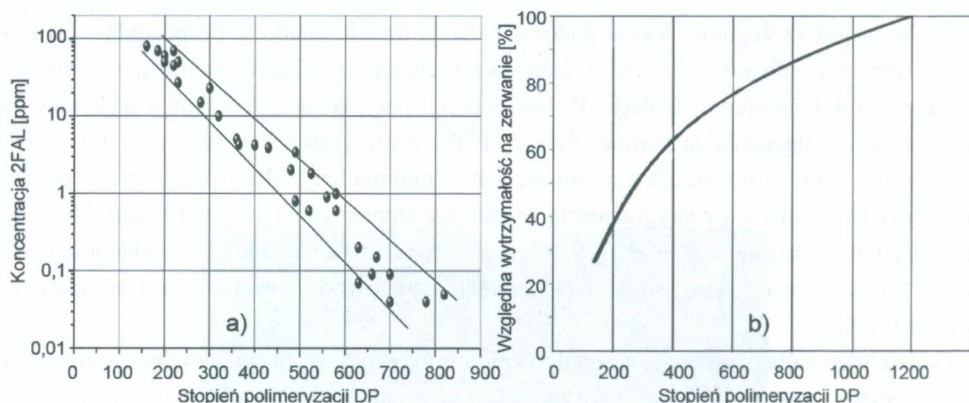
Oddzielnym zagadnieniem jest rzetelne szacowanie wody w mocno zawilgoconej i zestarzonej izolacji papierowo olejowej. W związku z zaawansowanym wiekiem dużego procentu populacji transformatorów problem ten coraz częściej występuje w praktyce diagnostycznej. Jest on mocno powiązany z osadzaniem się szlamów na powierzchni papieru i celulozy. Ze względu na swą wagę zagadnienie oznaczania wody w takiej izolacji papierowo-olejowej będzie szerzej omawiane w rozdziale 4 niniejszej pracy.

W rezultacie nagromadzonych doświadczeń diagnostycznych oraz po uwzględnieniu eksploatacyjnych warunków pracy transformatorów w polskim systemie elektroenergetycznym, do oceny procesów starzeniowych w izolacji z punktu widzenia zawilgocenia izolacji przyjęto wartości kryterialne, które podano w tablicy 3.5.

**Tablica 3.5.** Kryterialne wartości zawilgocenia izolacji X stosowane w metodzie TrafoGrade

<b>Punktacja</b>	<b>Kryterium</b>
3	$X < 2\%$ , $X \approx 2 \div 3\%$ przy średniorocznym obciążeniu do 30% Sn
2	$X \approx 2 \div 3,2\%$ przy średniorocznym obciążeniu powyżej 30% Sn i nastawie zabezpieczenia termicznego $\leq 70^{\circ}C$
1	$X > 3,2\%$

Uwzględnienie w diagnostyce procesów starzeniowych badania zawartości furanów (2-FAL) w oleju wynika bezpośrednio z powiązania ich ilości ze stopniem zdegradowania celulozy (rys. 3.10.a). Jak wiadomo, stopień polimeryzacji (DP) celulozy jest kluczowym parametrem warunkującym wytrzymałość zwarciovą transformatora. Bowiem miarą „zużycia” papierowej izolacji uzwojeń jest pogorszenie się właściwości mechanicznych. Stąd korelacja właściwości mechanicznych ze zmianami stopnia polimeryzacji papieru DP stanowi podstawę diagnozowania procesu zestarzenia izolacji zwojowej transformatorów (rys. 3.10.b) i określenia jego procentowego zużycia RL (równanie 3.2). Przyjmuje się przy tym, że całkowity zanik wytrzymałości mechanicznej izolacji zwojowej (papier staje się podatny na skruszenie) występuje gdy stopień polimeryzacji celulozy osiągnie wartość  $DP \approx 200 \div 250$ .



**Rys. 3.10.** Zależność koncentracji 2FAL w oleju (a) [31] oraz wytrzymałości na zerwanie (b) [32] od stopnia polimeryzacji celulozy

Związek między stopniem polimeryzacji DP a wytrzymałością na zerwanie gradowanego elektrotechnicznego preszpanu Kraft można opisać w postaci fenomenologicznej zależności w postaci [32]:

$$DP = 0,002 \cdot Y^3 - 0,1914 \cdot Y^2 + 11,425 \cdot Y - 68,248 \quad (3.1)$$

gdzie: Y – względna wytrzymałość na zerwanie w odniesieniu do wartości nominalnej [%]

Natomiast procentowy stopień zużycia celulozy można określić na podstawie pomiarów zawartości 2FAL również w postaci fenomenologicznej zależności [33]:

$$RL = -381,91574 + 72,053012 \cdot \ln(2FAL_{ppb}) \quad (3.2)$$



Kierując się powyższymi zależnościami oraz biorąc pod uwagę m.in. wyniki prac [19,34,35] w metodzie TrafoGrade do oceny stopnia zestarzenia celulozy przyjęto kryterialne wartości zawartości 2FAL w oleju izolacyjnym, które pokazano w tablicy 3.6.

**Tablica 3.6.** Kryterialne zawartości 2FAL w oleju stosowane w metodzie TrafoGrade

Punktacja	Kryterium
3	2FAL < 0,07 ppm
2	0,07 < 2FAL < 1 ppm
1	2FAL > 1 ppm 2FAL > 10 ppm konieczny remont

Jakość oleju izolacyjnego podlega ocenie z punktu widzenia następujących kryteriów:

- wartość współczynnika strat dielektrycznych tgδ,
- liczba kwasowa,
- napięcie przebicia oleju,
- rezystywność,
- zawartość wody,
- napięcie powierzchniowe.

W jego ocenie przyjęto wartości kryterialne, które podano w normie PN-EN 60422 (tabl. 3.7) [36].

**Tablica 3.7.** Kryterialne właściwości oleju izolacyjnego stosowane w metodzie TrafoGrade

Punktacja	Kryterium					
	Up [kV]	Kwasowość [mgKOH/g]	tgδ (90°C)	$\rho_v(20^\circ\text{C})$ [GΩm]	$\rho_v(90^\circ\text{C})$ [GΩm]	Napięcie pow. [mN/m]
3	> 60	< 0,10	< 0,1	> 200	> 10	> 28
2	50÷60	0,10÷0,20	0,1÷0,2	20÷200	1÷10	22÷28
1	> 40	> 0,20	> 0,2	< 20	< 1	< 22

Wiek transformatora klasyfikowany jest przede wszystkim z punktu widzenia tzw. „zużycia moralnego” i ogólnej krzywej życia urządzeń (rozdział 2, rys 2.4). Dodatkowo pod uwagę bierze się typ konstrukcji transformatora oraz zastosowane materiały. Przykładowo, rdzeń transformatora wykonany z blachy walcowanej na gorąco umieszcza jednostkę w grupie z najniższą punktacją (1).

### Literatura do rozdziału 3

- [1] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, vol. 3-31, Transformer Diagnostics, June 2003, US Department of the Interior Bureau of Reclamation.
- [2] Hydro Plant Risk Assessment Guide Appendix E5: Transformer Condition Assessment September 2006, <http://operations.usace.army.mil/.../bmp-Transformers.pdf>.
- [3] "Condition Assessment Manual Appendix 1.11 – Guide for Transformer Condition Assessment", U.S. Department of Energy, contract DE-AC05-00OR22725, 2012, [http://hydropower.ornl.gov/HAP/Appen1\\_11GuideTransformerAssesRev1\\_0.pdf](http://hydropower.ornl.gov/HAP/Appen1_11GuideTransformerAssesRev1_0.pdf).
- [4] Wang A., Vandermaar A.J., Srivastava K.D.: "Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service", IEEE Elec. Insul. Magazine, vol.18, No 6, (2002), pp.12-25.
- [5] Ahmed E.B. Abu-Elanien., Salama M.M.A.: "Asset management techniques for transformers", Electric Power Systems Research, 80 (2010), pp.456–464.
- [6] Malewski R., Subocz J., Szrot M., Płowucha J., Zaleski R.: "Condition assessment of medium-power transformers using diagnostic methods: PDC, FDS, FRA to support decision to modernize or replace service-aged units", CIGRE 2008 Plenary Session, Paris, (2008), A2-209.
- [7] W.H. Tang, Q.H. Wu: "Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence". Springer, London (2011).
- [8] Drabczyk A., Molenda P., Kopiel J.: „Testowanie systemu TrafoGrade”, PAK, vol. 57, nr 4, (2011), s.421-444.
- [9] „Analiza awaryjności stacji transformatorowych SN/nn na przykładzie wybranych Spółek Dystrybucyjnych”. Raport PTPiREE, Poznań, (2001,2002).
- [10] Монастурский А.Е.: „Экономические аспекты эксплуатации трансформаторного оборудования”, Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования – ред. А.И. Таджибаева, Выпуск 27, Санкт–Петербург, (2005), с. 7-11.
- [11] Krüger M.: "Transformer diagnosis – practical experience using simple methods like winding resistance measurement, dynamic tap changer testing, ratio, leakage reactance capacitance and dissipation factor measurement", Omicron Electronics GmbH Austria.
- [12] CIGRE-WG 12-05: "An international survey on failures in large power transformers in service", Electra No. 88 1983, s. 21-48.
- [13] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, vol. 3-31, Transformer Diagnostics, June 2003, US Department of the Interior Bureau of Reclamation.
- [14] Wang M., Vandermaar A.J., Srivastava K.D.: "Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service", IEEE Electr. Insulation Magazine. Vol.18, No.6, (2002), pp. 12-25.
- [15] Martins H.J.A., Neves da Silva A., Machado T., de Almeida V.: Overview on Brazilian Experience with Paper/Oil Bushings, [www.inmr.com/2007WorldCongress/2007\\_INMR\\_WC/2007](http://www.inmr.com/2007WorldCongress/2007_INMR_WC/2007)



- [16] Filip S., Rzeczkowski A., Warczyński P.: Zarządzanie eksploatacją transformatorów energetycznych o długim stażu pracy, Konferencja „Zarządzanie eksploatacją transformatorów”, Wisła – Jawornik , 9 ÷ 11 maja, 2012 r., s.147-162.
- [17] Słowikowski J.: Sposób na określenie zagrożenia przebiciem izolacji jarzmowej transformatorów olejowych znajdujących się w eksploatacji”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa „Transformator 2011, 1-3 czerwiec, Toruń, 7.3/1 –7.3/7.
- [18] Mościcka-Grzesiak H. (red): „Inżynieria Wysokich Napięć w Elektroenergetyce”, Politechnika Poznańska , Poznań, Wydanie I, 1996.
- [19] Subocz J. (red): „Transformatory w eksploatacji”. Energo-Complex, (2007).
- [20] Gielniak J., Morańda H., Ossowski M., Przybyłek P., Walczak K., Mościcka-Grzesiak H., Neumann S.: „Warunki wystąpienia bubble effect w transformatorze o izolacji papierowo-olejowej”, Energetyka, Zeszyt tematyczny nr VI, (2005), s. 120-122.
- [21] IEC 60567:2005, Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases.
- [22] IEC 60599:2007: Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis.
- [23] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o., Gliwice, 2012.
- [24] ANSI/IEEE, C57.104-2008, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York 2009.
- [25] Subocz J.: „Przewodnictwo i relaksacja dielektryczna warstwowych układów izolacyjnych”, Wydawnictwo ZUT, 2012.
- [26] IEC 156 International Standard, Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method. Second edition, 1995.
- [27] Szrot M., Subocz J.: Diagnostyka zawilgocenia transformatorów z zastosowaniem pomiaru „RVM+PDC”, Pomiary Automatyka Kontrola, Vol.54, Nr 11, (2008) s.777-779.
- [28] Szrot M., Subocz J.: „Szacowanie zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej o zaawansowanym procesie starzenia”. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 11b, 2010, s.170-173.
- [29] Subocz J., Płowucha J., Zaleski R.: „Skojarzony pomiar RVM i PDC”, Energetyka, Zeszyt Tematyczny nr XI, (2007), s.5-9.
- [30] Szrot M.: “Ocena zawilgocenia transformatorów energetycznych z niejednorodną lub zestarzoną izolacją papierowo-olejową”, Rozprawa doktorska, ZUT, Szczecin, 2010.
- [31] Shroff D.H., Stannett A.W.: “A review of paper aging in power transformers”, IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution), Volume 132, Issue 6, November 1985, pp. 312-319.
- [32] Prevost T.A., Gasser H.P., Wicks R., Glenn B., Marek R.: „Estimation of Insulation Life Based on a Dual Temperature Aging Model”, ACTI Inc. 5<sup>th</sup> Annual Technical Conference, Albuquerque, NM, November 2006.
- [33] Bandyopadhyay M.N.: “A review on Transformer Diagnostics”, Proc. of the 37<sup>th</sup> Annual North American Power Symposium, 2005., 23-25 Oct. 2005, pp.304-309.

- [34] Stebbins R.D., Myers D.S., Shkolnik A.B.: „Furanic Compounds in Dielectric Liquid Samples: Review and Update of Diagnostic Interpretation and Estimation of Insulation Ageing”, Proc. 7<sup>th</sup> Inter. Conf. on Properties and Applications of Dielectric Materials, vol.3., June 2003, pp.921-926]
- [35] Zhang, X. ; Gockenbach, E.: „Asset-Management of Transformers Based on Condition Monitoring and Standard Diagnosis”, IEEE El. Insulation Magazine vol. 24, No 4, (2008), pp. 26-40.
- [36] PN-EN60422. Mineralne oleje izolacyjne w urządzeniach elektrycznych – Zalecenia dotyczące nadzoru i konserwacji.

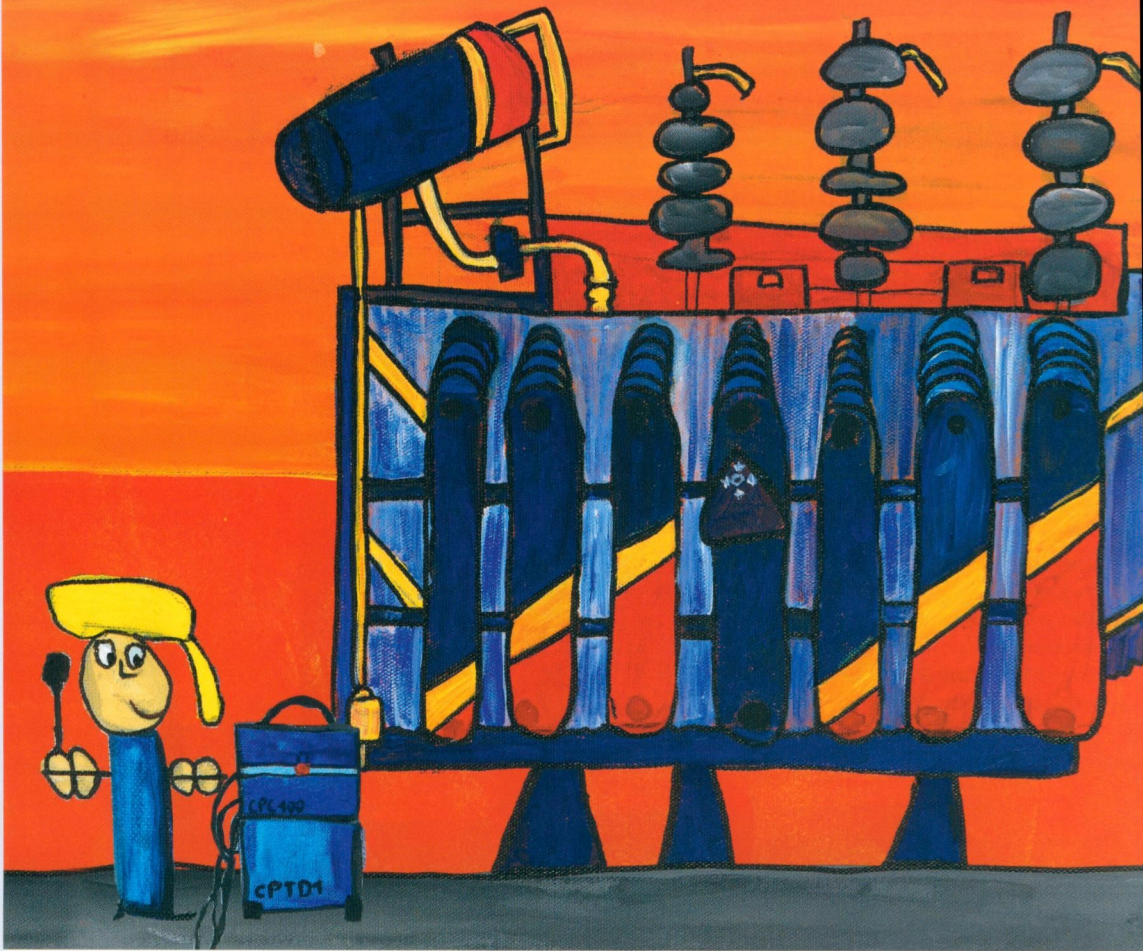


# Components and Systems

for the Transformer Industry

- ① On-Load Tap-Changers
- ② Motor Drive Unit
- ③ On-Load Tap-Changer Monitoring
- ④ Winding and Oil Thermometers
- ⑤ Electronic Winding-temperature Calculation
- ⑥ Maintenance-free Dehumidifiers
- ⑦ Digital Oil Temperature Sensors
- ⑧ Drive Shafts
- ⑨ Oil Level Gauges
- ⑩ Pressure Relief Valves
- ⑪ Composite Insulators
- ⑫ Buchholz Relay
- ⑬ Voltage Measurement with Peak Detection
- ⑭ Automatic Voltage Regulation (AVR)
- ⑮ Special Application (PST, Generator)
- ⑯ Intelligent Fan Control





# Mój tata bada transformatory

...a OMICRON zapewnia mu najlepsze narzędzia do pracy

Klasyczne badania transformatorów mogą być wykonywane przy pomocy wielofunkcyjnego systemu **CPC 100**. Urządzenie pozwala na wykonanie pomiarów takich jak przekładnia i sprawdzenie grupy połączeń, rezystancja uzwojeń, impedancja zwarcia, współczynnik stratności tg delta izolacji oraz pojemność uzwojeń transformatora oraz izolatorów przepustowych, test po-

dobciążeniowego przełącznika zacepów poprzez pomiar rezystancji dynamicznej. Rozszerzenie systemu o **CP SB1** dodatkowo czyni CPC 100 jeszcze bardziej wygodnym a realizację pomiarów szybszą i bezpieczniejszą niż kiedykolwiek wcześniej. Dzięki CP SB1 konieczność przepinania przewodów pomiarowych w trakcie badań przechodzi do przeszłości.

**MPD 600** jest precyzyjnym systemem pomiarowym służącym do detekcji, rejestracji i analizy wyładowań niezupełnych – pierwszych oznak defektów izolacji.

Odwiedź nas online i przekonaj się sam jakie rozwiązania OMICRON oferuje w dziedzinie diagnostyki transformatorów.

Innovative Power System  
Testing Solutions



**OMICRON**

www.omicron.at | info@omicron.at



## Rozdział 4

### ZAAWANSOWANA DIAGNOSTYKA W SYSTEMIE TRAFOGRADE

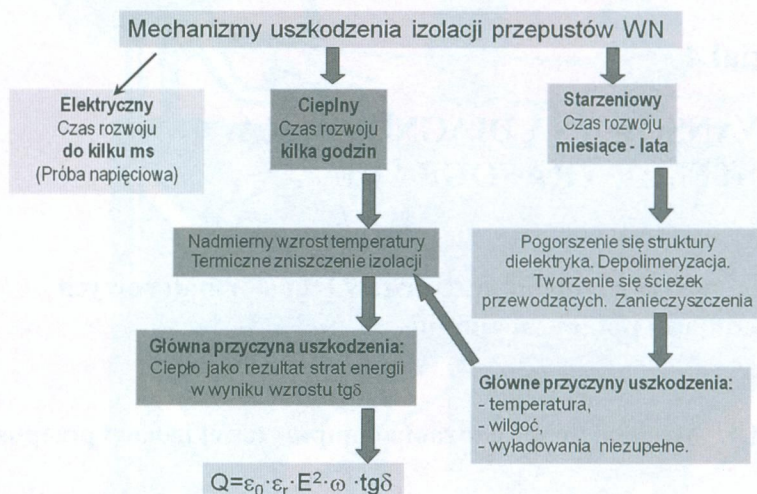
#### 4.1. Diagnostyka izolacji przepustów transformatorowych metodami polaryzacyjnymi

##### 4.1.1. Mechanizm uszkodzania kompozytowej izolacji przepustów

Izolacja przepustów typu RIP (Resin Impregnated Paper) oraz RBP (Resin Bonded Paper) należy do klasy kompozytów opartych na matrycy polimerowej (żywica fenolowo-formaldehydowa lub epoksydowa) oraz zbrojeniu (papier elektrotechniczny oraz częściowo folia aluminiowa). Natomiast technologie ich wytwarzania są odmianami powszechnie stosowanych metod przy produkcji laminatów ze szczególnym uwzględnieniem zapewnienia właściwości odpowiednich dla izolacji wysokonapięciowej. Można tu wymienić takie podstawowe wymagania technologiczno-przetwórcze jak stechiometryczne utwardzenie matrycy, odpowiednia adhezja matrycy do zbrojenia czy też brak wolnych przestrzeni, kawern lub fazy ciekłej i lepko-sprężystej.

Struktura izolacji przepustów OIP (Oil Impregnated Paper) jest bardzo podobna do klasycznego układu transformatorowego. Wymagania techniczne stawiane obu układom są również zbliżone. Wśród nich najważniejszy jest brak nadmiernej obecności wody oraz wylądowań niezupełnych. Pierwszy defekt stwarza przede wszystkim możliwość wystąpienia tzw. „bąblowania”, natomiast drugi odpowiedzialny jest za powstawania kawern gazowych i inkluzji w postaci przewodzących cząstek stałych oraz obniżenia właściwości oleju izolacyjnego.

W tego typu materiałach można wyróżnić trzy podstawowe mechanizmy uszkodzenia pod wpływem działania pola elektrycznego oraz czynników zewnętrznych (rys. 4.1).



Rys. 4.1. Schemat mechanizmów uszkodzania izolacji przepustów WN

Najszybszym z nich i najbardziej prostym w opisie jest elektryczny mechanizm przebicia. Czas jego rozwoju trwa do kilku milisekund i polega głównie na dostarczeniu przez pole elektryczne odpowiednio dużej energii dla elektronów lub jonów, które spowodują zniszczenie struktury izolacji kompozytowej. Proces ten przebiega przeważnie w fazie amorficznej laminatu lub na granicy faz żywica-zbrojenie. W warstwowej izolacji papierowo-olejowej jest to mechanizm przebicia elektronowo-jonowego. Energia wiązań chemicznych w większości tworzyw sztucznych i ciekłych dielektrykach jest rzędu  $10^{\pm 12}$  eV, co po uwzględnieniu drogi swobodnej elektronów lub jonów, pozwala oszacować krytyczne natężenie lokalnego pola elektrycznego inicjującego przebicie na poziomie  $10^5 \div 10^7$  V/m. Stąd w praktyce eksploatacyjnej mechanizm ten praktycznie nie występuje. Możliwy jest on natomiast podczas prób napięciowych, a dominuje w trakcie wyznaczania wytrzymałości elektrycznej jako parametru materiałowego.

Ciepły mechanizm przebicia jest w istocie konsekwencją niekorzystnego bilansu cieplnego w układzie izolacyjnym, który powoduje że w pierwszym rzędzie niszczy on termicznie strukturę, a przebicie elektryczne pod wpływem roboczego natężenia pola elektrycznego następuje w drugiej kolejności. Stąd formy dostarczenia energii cieplnej do zapoczątkowania tego mechanizmu mogą być różne. Przykładowo, jak to pokazano na rysunku 4.1, mogą to być straty dielektryczne. Ale w odniesieniu do przepustów może to być również zbyt wysoka temperatura powierzchni osłony porcelanowej i ograniczona możliwość wymiany ciepła z otoczeniem. Czas rozwoju cieplnego mechanizmu przebicia liczony jest zwykle w godzinach i, jak się wydaje, jest on najbardziej prawdopodobną bezpośrednią przyczyną większo-



ści awarii przepustów izolacyjnych. Wskazują na to okoliczności awarii, które najczęściej występują w godzinach wieczornych po upalnym dniu. W tych okolicznościach temperatura wewnątrz rdzenia mogła przekroczyć wytrzymałość cieplną izolacji i stworzyć warunki do rozwoju mechanizmu cieplnego, który po kilku godzinach powoduje awarię.

Typowy starzeniowy mechanizm przebicia, w swoim działaniu, zbliżony jest do cieplnego, z tym tylko, że zmiany struktury izolacji warstwowej może spowodować znacznie więcej czynników (np. temperatura, wyładowania niezupełne, wilgoć, drgania lub oddziaływania chemiczne). Jednak ostatecznie prowadzi on do inicjacji mechanizmu cieplnego przy napięciu roboczym. Należy przy tym podkreślić, że według wielu autorów modeli uszkodzenia izolacji kompozytowej [1] rola bezpośredniego oddziaływania pola elektrycznego jest pomijalnie mała, bowiem jego wartość jest decydująca tylko na końcowym etapie procesu.

Z powyższego, krótkiego opisu wynika, że rozkład temperatury wewnątrz rdzenia przepustu jest głównym, obok gęstości mocy wzn, czynnikiem sprzyjającym rozwojowi mechanizmu starzenia. Stąd istotny jest bilans cieplny przepustu. Pod tym względem można go traktować jako swoisty „termos” z pewnym wewnętrznym źródłem energii cieplnej. Kinetyka tych procesów zależy m.in. od warunków i czasu eksploatacji [2]. Liczne dane wykazują, że w skali międzynarodowej około 80% uszkodzeń izolatorów przepustowych ma miejsce między 10. a 20. rokiem eksploatacji [3,4]. Natomiast w Polsce przedział ten znajduje się raczej pomiędzy 20. a 30. rokiem eksploatacji [5]. Również w początkowym okresie pracy nowych przepustów obserwuje się zwiększoną awaryjność, co spowodowane jest ujawnianiem się wad technologicznych i montażowych [3]. Dane te podnoszą problem skuteczności dotychczasowych technik diagnostycznych oceny stanu technicznego przepustów. Obserwuje się bowiem, że wiele awarii występuje w niedługim czasie po pozytywnych testach eksploatacyjnych. Są one wykonywana przede wszystkim z zastosowaniem pomiaru współczynnika strat dielektrycznych  $tg\delta$  przy częstotliwości 50Hz oraz pojemności rdzenia, a dopuszczalne ich wartości określają instrukcje eksploatacji producentów oraz norma IEC 60137 i zalecenia IEEE C57.19.01 (tabl. 4.1) [6,7].

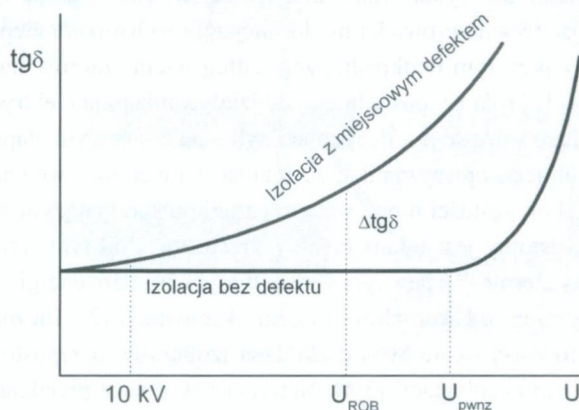
**Tablica 4.1.** Kryterialne wartości współczynnika strat  $tg\delta_{50Hz}$  w izolacji przepustów [6,7]

Typ przepustu	RIP	OIP	RBP
Izolacja główna	Papier impregnowany żywicą	Papier impregnowany olejem	Papier powlekany żywicą
$tg\delta$ (IEC 60137)	< 0,7%	< 0,7%	< 1,5%
$\cos\varphi$ (IEEE C57.19.01)	< 0,85%	< 0,5%	< 2%
Typowe wartości $tg\delta$ dla nowej izolacji	0,3÷0,4%	0,2÷0,4%	0,5÷0,6%

Z tych powodów powszechnie stosowane obecnie testy i ich kryteria są coraz częściej kwestionowane jako skuteczna metoda identyfikacji wczesnego etapu rozwoju procesów sta-

rzeniowych i podejmowania decyzji eksploatacyjnych [5,8]. Pozwalają one bowiem jedynie oszacować dobry stan techniczny np. w próbie wyrobu lub zidentyfikować rdzeń z daleko zaawansowanymi procesami starzeniowymi [9]. Problemy z efektywną oceną stanu technicznego izolacji na podstawie pomiarów  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$  wynikają z następujących przyczyn:

1. Pomiar wykonywany jest przy napięciu znacznie niższym niż napięcie nominalne oraz początkowe wnz, co powoduje jego małą wrażliwość na lokalny defekt (rys. 4.2).



Rys. 4.2. Wpływ napięcia pomiarowego na wartość współczynnika  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$

2. Pomiar identyfikuje globalne straty dla całej objętości rdzenia. Dlatego defekt we wczesnym stadium rozwoju praktycznie nie ma wpływu na mierzone wartości współczynnika  $\text{tg}\delta$  oraz pojemności. Łatwo policzyć, że jeżeli charakteryzuje się on pojemnością  $C_D \approx 0,001 C_{\text{izol}}$  oraz  $\text{tg}\delta_D = 100\%$ , to dla współczynnika strat „zdrowej izolacji”  $\text{tg}\delta_D \approx 0,1\%$  zmierzony współczynnik strat całego układu z defektem będzie wynosił  $\text{tg}\delta_D \approx 0,2\%$ . Kalkulacja ta wskazuje, że pojedyncze, lokalne defekty nie mogą być zidentyfikowane przy użyciu tej metody. Opinie te potwierdzone są w wielu pracach, m.in. w [5,8].
3. Najczęściej pomiar wykonuje się dla niskiej temperatury przepustu; wyznaczony w ten sposób  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$  odbiega od rzeczywistej wartości w czasie pracy. Ponadto w zależności od temperatury pomiaru identyfikowany może być różny proces relaksacyjny [10].
4. Zbyt mała zależność  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}}$  od zmian struktury izolacji. Wynika to z faktu, że makroskopowe oraz nadmolekularne produkty procesów starzeniowych relaksują z częstotliwością znacznie odbiegającą od  $f=50\text{ Hz}$ . Stąd są dla niej „niezauważalne” [11].

Przedstawiony wyżej skrótowy opis problemu dowodzi, że konieczne jest stosowanie nowych metod diagnostycznych pozwalających na identyfikację wczesnego etapu rozwoju defektów, zwłaszcza w tych obszarach izolacji, które są najbardziej podatne na działanie procesów starzeniowych [10,12].

Prace wykonane w ramach projektu [13] wykazały, że do metod które w znacznym stopniu mogą poprawić czułość diagnostyki można zaliczyć:



1. Zaawansowane pomiary procesów polaryzacyjnych (metoda FDS, PDC);
2. Pomiary termowizyjne;
3. Analiza DGA oleju (przepusty OIP);
4. Pomiary WNZ (metody EA, UHF);
5. Diagnostyka on-line (pomiary  $tg\delta$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ , prądu upływu).

#### 4.1.2. Ocena stanu technicznego przepustów za pomocą metod polaryzacyjnych

Z uwagi na obserwowany w ostatnich latach wzrost awaryjności przepustów oraz nowe możliwości detekcji defektów ocena stanu technicznego części aktywnej transformatorów w metody TrafoGrade uzupełniona jest o zaawansowaną diagnostykę przepustów izolacyjnych. Polega ona na spektroskopowym pomiarze i analizie procesów relaksacyjnych i przewodnictwa. W tym celu stosowane są dwie techniki pomiarowe:

- pierwsza polega na pomiarze częstotliwościowych charakterystyk współczynnika strat  $tg\delta$  oraz pojemności (metoda FDS),
- w drugiej wyznacza się zmiany prądów ładowania i depolaryzacji w czasie (metoda PDC).

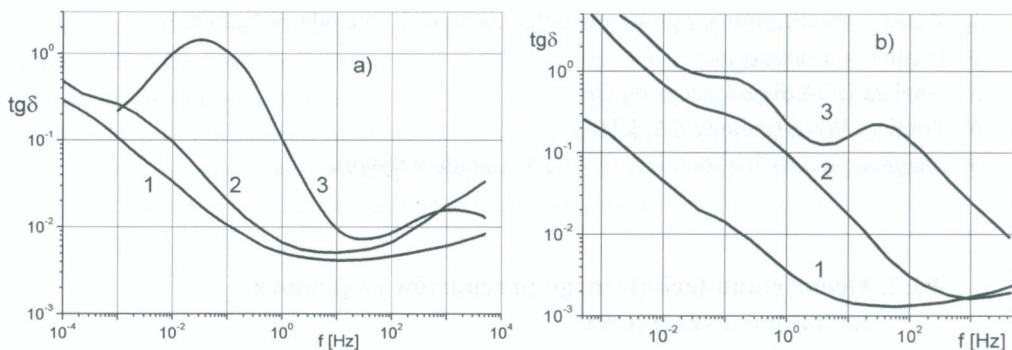
Ponadto dla przepustów OIP wykonuje się jeszcze analizę DGA oleju pobranego z jego głowicy. Należy przy tym pamiętać, że typowe oraz kryterialne wartości gazów kluczowych są w tym przypadku znacząco różne od przyjmowanych dla izolacji transformatorowej.

Względy praktyczne spowodowały, że w warunkach polowych, oprócz analizy DGA, podstawową metodą oceny okazały się pomiary FDS. Ich analiza z wykorzystaniem wiedzy z zakresu fizyki procesów relaksacyjnych oraz przewodnictwa izolacji warstwowej pozwala identyfikować takich defekty jak:

- inkluzje gazowe i stałe w izolacji papierowo-olejowej i kompozytowej,
- termiczne zesterzenie izolacji kompozytowej,
- delaminacja izolacji warstwowej,
- zawilgocenie przepustów z izolacją kompozytową oraz papierowo-olejową.

Na rysunku 4.3 przedstawiono typowe charakterystyki  $tg\delta_D = f(f)$  przepustów z izolacją kompozytową (RBP, RIP) o różnej kondycji technicznej.

Wpływ starzenia termicznego na odpowiedź dielektryczną izolacji kompozytowej obserwuje się zarówno w zakresie niskich jak i średnich częstotliwości (rys. 4.3.a). W miarę jego rozwoju rozbudowywany jest makroskopowy proces relaksacji z udziałem amorficznych produktów termicznego rozkładu (krzywa 2). Pojawienie się wolnych przestrzeni w zdegradowanych fragmentach izolacji lub delaminacji warstw powoduje powstanie makroskopowego ładunku Maxwella-Wagnera. Uwidacznia się on w postaci wyraźnego ekstremum na charakterystyce  $tg\delta_D = f(f)$  (krzywa 3). Jest to charakterystyczna odpowiedź zdegradowanej warstwowej izolacji kompozytowej [11].



**Rys. 4.3.** Charakterystyki  $tg\delta=f(f)$  dla przepustów RBP oraz RIP o różnej kondycji technicznej: a) – wpływ starzenia termicznego: izolacja nowa (1), na wczesnym (2) oraz zaawansowanym (3) etapie rozwoju, b) – wpływ zawilgożenia: nisko (1), średnio (2) oraz mocno zawilgożona (3) [12]

Przedstawione na rysunku 4.3.a. krzywe są dowodem na nieskuteczność identyfikacji rozwoju procesu starzenia na podstawie analizy wartości  $tg\delta_{50\text{ Hz}}$ . Bowiem nawet dla zdegradowanej, zawierającej inkluzje gazowe oraz zdelaminowanej izolacji wzrost jego wartości były niewielkie. Co więcej, zwykle mieszczą się one poniżej dopuszczalnej granicy podanej w zaleceniach normy IEC 60137 [6].

Wpływ zawilgożenia na odpowiedź dielektryczną izolacji RBP lub RIP jest nieco inny. W miarę przyrostu jej obecności obserwuje się dodatkowe efekty relaksacyjne w zakresie niskich częstotliwości oraz wzrost  $tg\delta_{50\text{ Hz}}$  i przewodnictwa zmiennoprądowego (rys.4.3.b). Jednak we wczesnym etapie oddziaływania tych czynników na izolację trudno jest rozróżnić na podstawie prostej obserwacji zmian  $tg\delta(f)$ ,  $C(f)$ , który z nich odgrywa dominującą rolę. Jest to możliwe jedynie stosując jakościową analizę procesu. Natomiast konsekwencje ich działania i wpływ na kinetykę utraty właściwości izolacyjnych są zdecydowanie różne. Degradacja termiczna jest procesem znacznie szybszym i groźniejszym dla kondycji izolacji kompozytowej w porównaniu do wolniejszego przyrostu zawilgożenia. Badania w ramach projektu [13] wykazały, że kilkanaście miesięcy pracy przepustów przy podwyższonej temperaturze osłony porcelanowej (nasłonecznienie w okresach wiosenno-letnich) jest wystarczające aby termiczne starzenie we wczesnym etapie rozwoju przekształciło się w zaawansowaną postać. Dlatego rozróżnienie czynnika termicznego od wilgoci jest niezwykle ważne dla rzetelnej oceny kondycji izolacji kompozytowej przepustów.

W systemie TrafoGrade dokonuje się go przy użyciu matematycznej analizy odpowiedzi dielektrycznej z zastosowaniem równań opisujących procesy relaksacyjne w uogólnionej i fenomenologicznej postaci:

$$\varepsilon^*(\omega) = \varepsilon' + j\varepsilon'' = \frac{\Delta\varepsilon}{(1 + (\omega\tau)^\alpha)^\beta} + \varepsilon_\infty - j\left(\frac{\sigma}{\omega\varepsilon_0}\right)^N \quad (4.1)$$



gdzie:  $\varepsilon^*$ ,  $\varepsilon'$ ,  $\varepsilon''$ ,  $\varepsilon_\infty$  – zespolona, rzeczywista, urojona oraz optyczna przenikalność elektryczna,  $\Delta\varepsilon$  – polaryzowalność,  $\sigma$  – przewodnictwo zmiennoprądowe,  $\tau$  – stała czasowa relaksacji,  $\omega$  – pulsacja  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $N$  – stałe.

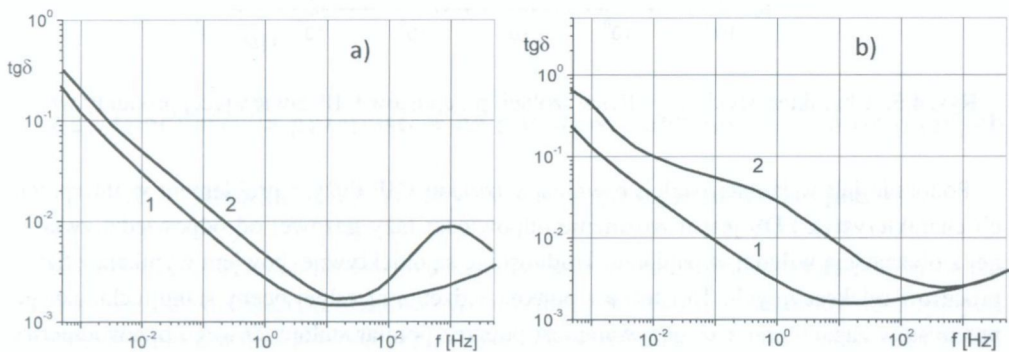
Stosowanymi deskryptorami oceny kondycji izolacji przepustów są:

- stała czasowa relaksacji  $\tau$ ,
- polaryzowalność  $\Delta\varepsilon$ ,
- przewodnictwo zmiennoprądowe  $\sigma$ ,
- wskaźnik typu przewodnictwa  $N$ .

Na skutek termicznego działania wyładowań niezupełnych w izolacji niezależnie od środowiska powstają produkty gazowe oraz stałe. W przypadku izolacji RIP oraz RBP są one skupione w powstałych kawernach tworząc obszary o lokalnym wzroście temperatury. Natomiast w izolacji OIP pod wpływem działania pola elektrycznego oraz termicznej konwekcji są one rozpraszane wzdłuż osi rdzenia oraz po obwodzie warstw. Niezależnie od rodzaju izolacji, skupione, przewodzące cząstki stałe powodują powstanie nowego procesu relaksacyjnego, którego odpowiedź dielektryczną widoczna jest w zakresie średnich i wysokich częstotliwości (rys. 4.4.a). Obserwuje się przy tym, że parametry relaksacji zależne są od stopnia zdyspersjowania cząstek w objętości rdzenia papierowo-olejowego.

Naturalna propagacja gazowych produktów rozkładu papieru i oleju wzdłuż warstw izolacji przepustów OIP powoduje powstanie rozległej interfazy gaz-olej-papier. Relaksuje ona w zakresie niskich częstotliwości (rys. 4.4.b).

Obecność cząstek stałych i gazu w izolacji OIP można ponadto identyfikować z użyciem pomiarów czasowych charakterystyk prądów depolaryzacji (metoda PDC).



**Rys. 4.4.** Charakterystyki  $\text{tg} \delta = f(f)$  dla przepustów OIP o różnej kondycji technicznej [13]:

- a) – wpływ cząstek stałych: izolacja nowa (1) oraz zanieczyszczona (2),
- b) – wpływ fazy gazowej, izolacja nowa (1) oraz z obecnością gazów (2)

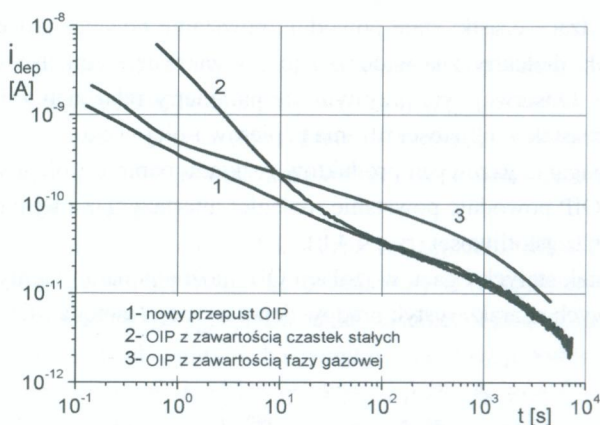
Jest to stosunkowo efektywna technologia diagnostyczna, gdyż umożliwia jednoczesny pomiar we wszystkich trzech przepustach na transformatorze. W ten sposób uzyskuje się

znaczące skrócenie czasu jego trwania, co jest istotne w warunkach eksploatacyjnych. Analogicznie jak w testach FDS odpowiedź dielektryczna w dziedzinie czasu zależy od rodzaju defektu. Powstałe w wyniku termicznego rozkładu izolacji cząstki stałe relaksują w zakresie czasów krótkich (rys. 4.5). Natomiast obecność fazy gazowej obserwuje się w postaci rozmytej długoczasowej relaksacji (rys. 4.5), którą wygodnie jest analizować przy użyciu funkcji Simmonsa-Tamma:

$$f(t) \cdot t = f(\log_{10}(t)) \quad (4.2)$$

gdzie:  $f(t) = \frac{i_{dep}(t)}{U \cdot C}$ ,  $t$  – czas,  $U$  – napięcie pomiarowe,  $C$  – pojemność przepustu

Parametrami, za pomocą których ocenia się zawartość fazy gazowej jest zastępcza stała czasowa oraz zunifikowany ładunek zawarty w procesie.



Rys. 4.5. Charakterystyki  $i_{dep} = f(t)$  w izolacji przepustów OIP zawierającej produkty wzn

Podobnie jak w izolacji stałej, również w izolacji OIP dużym problemem w interpretacji charakterystyk FDS jest rozróżnienie odpowiedzi fazy gazowej od odpowiedzi związanej z obecnością wilgoci w papierze. Trudności te są obiektywne, bowiem wynikają z fizyki procesów relaksacyjnych. To istotne z punktu widzenia rzetelnej oceny stanu technicznego przepustów zagadnienie rozwiązywane jest poprzez pomiar stałoprądowego przewodnictwa izolacji OIP. Możliwość oznaczenia zawartości wody w papierze lub preszpanie na podstawie wartości konduktywności jest dowiedziona teoretyczną analizą zagadnienia oraz poparta dużą praktyką diagnostyczną w warunkach eksploatacyjnych [14, 15]. Jest również objęte ochroną patentową [16].

Na potrzeby systemu TrafoGrade, identyfikacji fazy gazowej oraz zawilgocenia dokonuje się przy zastosowaniu pomiarów odpowiedzi dielektrycznej w trybie FDS-PDC. Polega on na tym, że w zakresie częstotliwości 5kHz÷10MHz pomiar wykonuje się standardową tech-



nią z użyciem napięcia przemiennego. Dalej kontynuuje się go w dziedzinie czasu mierząc charakterystykę  $i_{lad} = f(t)$ , na podstawie której można obliczyć stałoprądową konduktywność celulozy. Natomiast zastosowanie transformaty Fouriera pozwala z niej wyznaczyć pozostałą część funkcji ( $tg\delta, C$ ) =  $f(\omega)$ .

Kinetyka procesów relaksacyjnych oraz przewodnictwa silnie zależy od temperatury. Zmiany czasu relaksacji oraz konduktywności można fenomenologicznie przedstawić w postaci eksponencjalnej zależności Arrheniusa:

$$(\tau(T), \sigma(T)) = A \cdot \exp\left(\frac{-W}{k \cdot T}\right) \quad (4.3)$$

gdzie:  $W$  – energia aktywacji procesu [eV],  $k$  – stała Boltzmanna ( $8,6173 \cdot 10^{-5}$  eV/K),  
 $T$  – temperatura [K]

Stąd wszystkie algorytmy oznaczania zawilgocenia, czy też analizy odpowiedzi dielektrycznej powinny uwzględniać temperaturę pomiaru. W ocenie izolacji przepustów czynnik ten jest niezwykle istotny, bowiem różnica temperatury między wewnętrzną a zewnętrzną powierzchnią rdzenia może sięgać nawet  $\Delta T \approx 60^\circ C$  [17,18]. Biorąc pod uwagę dużą pojemność cieplną rdzenia przepustu powstaje problem wyboru odpowiedniej metodyki wykonania testu, gdyż odpowiedź przepustu będzie różna przy pomiarze wykonanym bezpośrednio po odłączeniu transformatora oraz po kilkunastu godzinach. Zagadnienie to było analizowane m.in. w pracach [19,20]. Z przedstawionych tam wniosków wynika, że z punktu widzenia identyfikacji wczesnego etapu starzenia, najkorzystniejszą jest testować przepust w stanie „gorącym”, tzn. bezpośrednio po wyłączeniu transformatora spod napięcia. Takie też zalecenia przyjęto w systemie TrafoGrade.

## 4.2. Diagnostyka przepustów na podstawie pomiarów termowizyjnych

### 4.2.1. Rozkład temperatury wewnątrz przepustu izolacyjnego

Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się dynamiczny rozwój stosowania pomiarów termowizyjnych do diagnostyki urządzeń, w tym transformatorów i przepustów izolacyjnych. Używa się ich przeważnie do identyfikacji tzw. „punktów gorących”, które są skutkiem miejscowych przegrzań. Natomiast w pracach [17,18,21,22] zaprezentowano sposób wykorzystania pomiaru termowizyjnego do diagnostyki układu izolacyjnego przepustów transformatorowych. Metoda ta opiera się na numerycznej analizie generowanego przez przepust pola termicznego i wyznaczeniu rozkładu temperatury wewnętrznej. Rozwiązanie tego zagadnienia wymaga opracowania modelu matematycznego opisującego poprzeczny i poosiowy rozkład temperatury wewnątrz przepustu z wykorzystaniem metody objętości skończonych (ang. Finite Volume Method) [23]. Tego typu model w połączeniu z termowizyjnymi pomiarami

temperatury powierzchni przepustu może być wykorzystany do szacowania rozkładu temperatury w jego wnętrzu i w konsekwencji być wartościowym uzupełnieniem znanych metod diagnostyki stanu izolacji wysokonapięciowych przepustów transformatorowych. Dotyczy to zwłaszcza przypadków, gdy przepust nie ma zacisków pomiarowych lub są one uszkodzone. Pomiar termowizyjny wykonuje się na ruchu urządzeń. W odniesieniu do diagnostyki przepustów może to być dużą zaletą, gdyż nie wymagają one odłączenia transformatora spod napięcia. Zatem diagnozuje się je w rzeczywistych warunkach pracy. Warto zauważyć, że problematyka związana z metodologią pomiarów przepustów była poruszana w poprzednim rozdziale. Łatwość wykonania diagnozy niemal w każdym czasie powoduje, że pomiary termowizyjne można traktować w istocie jako element diagnostyki on-line.

Generowane przez przepust pole termiczne można analizować m.in. za pomocą matematycznego modelowania z wykorzystaniem metody elementów skończonych. Wymaga ono uwzględnienia m.in. takich elementów jak: wymiary geometryczne przepustu, zewnętrzna temperatura osłony, wartość współczynnika strat dielektrycznych, obciążenie toru prądowego, czy też warunki wymiany ciepła z otoczeniem oraz przewodność cieplną materiałów użytych do konstrukcji.

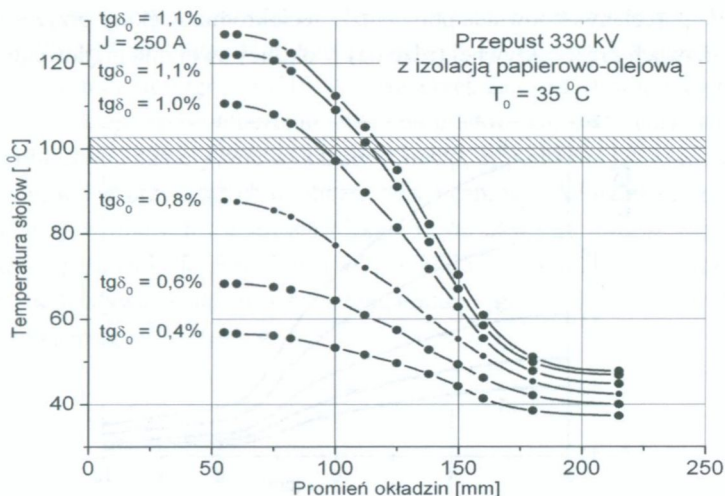
Matematyczny model ustalonego, przestrzennego rozkładu temperatury w cylindrycznym układzie współrzędnych  $(r, -\Phi, -z)$ , opiera się na założeniu, że głównym źródłem ciepła są straty dielektryczne, a współczynnik strat dielektrycznych w określonym punkcie objętości rdzenia opisany jest nieliniową zależnością w postaci [17,18,23]:

$$\operatorname{tg}\delta = \operatorname{tg}\delta_0 \cdot e^{\alpha(T(r, -\Phi, -z) - 20)} \quad (4.4)$$

gdzie:  $T(r, -\Phi, -z)$  – funkcja opisująca przestrzenny rozkład temperatury,  $\operatorname{tg}\delta_0$  – współczynnik strat dielektrycznych w temperaturze  $20^\circ\text{C}$ ,  $\alpha$  – współczynnik zależny od stopnia zestarzenia izolacji.

Na rysunku 4.6 pokazano przykładowe, uzyskane z numerycznej analizy pola termicznego, rozkłady temperatury wzdłuż promienia w dolnej części rdzenia przepustu OIP 330 kV [21]. Wskazują one wyraźnie, że w sprzyjających warunkach, temperatura wewnętrznych warstw w pobliżu sworznia z przewodem fazowym może przekroczyć odporność cieplną materiału izolacji i tym samym zainicjować systematyczny proces jego destrukcji termicznej. Z pokazanych na tym rysunku zależności wynika, że dla temperatury osłony porcelanowej rzędu  $T \approx 35^\circ\text{C}$  oraz zmierzonej w temperaturze  $20^\circ\text{C}$  wartości współczynnika strat  $\operatorname{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 0,8\%$  temperatura wewnątrz rdzenia może przekroczyć  $80^\circ\text{C}$ . Oznacza to, że dla temperatury osłony  $55^\circ\text{C}$ , w początkowym okresie rozwoju starzenia nawet przy akceptowalnych wartościach  $\operatorname{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 0,6\%$ , temperatura wewnątrz rdzenia osiągnie  $90 \div 100^\circ\text{C}$  i rozpocznie się intensywne starzenie celulozy. Podany przykład dobrze ilustruje i wyjaśnia obserwowane w praktyce przypadki, gdy przepusty charakteryzujące się akceptowalnymi wartościami współczynnika strat ulegają awarii niedługo po wykonanych pomiarach.





**Rys. 4.6.** Rozkład temperatury w rdzeniu przepustu OIP 330 kV dla różnych wartości  $tg\delta_0$  uzyskany z analizy pola termicznego [21]

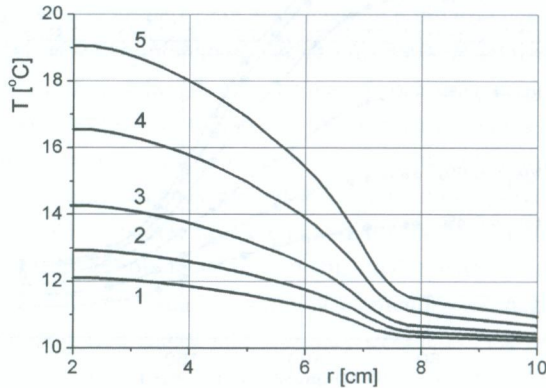
Podobnych zależności należy również oczekiwać w przepustach z izolacją RBP oraz RIP. Wpływ różnych czynników na rozkład wewnętrznej temperatury przepustów RBP analizowany był m.in. w pracach [17,18,22]. Zakładając typową konstrukcję przepustu RBP 110 kV CTKF 145/650/630 prod. Micafil, którego główne wymiary poprzeczne wynoszą:

- promień sworznia prądowego  $r_0 = 0,020m$ ,
- promień zewnętrzny rdzenia  $r_M = 0,065m$ ,
- promienie wewnętrzny i zewnętrzny osłony porcelanowej  $r_p = 0,075m$ , oraz  $R = 0,100m$  oraz:
- wartość przewodnictwa cieplnego kompozytu żywica formaldehydowa-papier, ekranu aluminiowego, impregnatu i porcelany elektrotechnicznej,
- typową geometrię rdzenia,
- natężenie prądu w sworzniu  $I = 100 A$ ,
- napięcie nominalne izolacji,

można obliczyć promieniowy rozkład temperatury na różnych wysokościach przepustu dla różnych wartości  $tg\delta_0$ , współczynnika  $\alpha$  oraz temperatury zewnętrznej  $T_\infty$ .

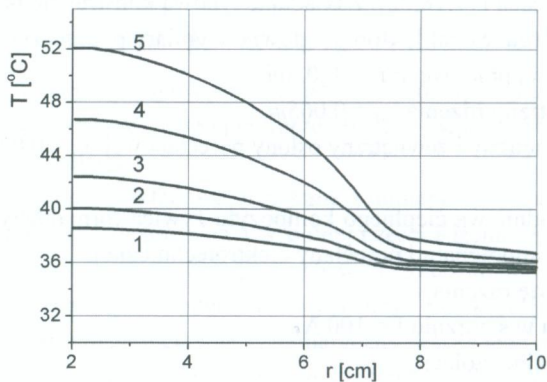
Na rysunku 4.7 podano rezultat symulacji promieniowego rozkładu temperatury na 1/3 wysokości przepustu dla zakresu wartości  $tg\delta_0 = 0,005 \div 0,02$ , oraz  $\alpha = 0,2 \text{ } 1/^\circ C$ ,  $T_\infty = 10^\circ C$ . Wynika z niego, że przy temperaturze otoczenia  $T_\infty = 10^\circ C$  wzrost  $tg\delta_0$  od wartości 0,5% do wartości 2,0% powoduje przyrost temperatury  $T(r_0)$  w okolicy powierzchni sworznia prądowego od wartości  $12,13^\circ C$  do wartości  $19,12^\circ C$  (przyrost  $\Delta T(r_0) = 6,99^\circ C$  oraz przyrost temperatury  $T(R)$  na powierzchni porcelany od wartości  $10,21^\circ C$  do wartości  $10,93^\circ C$  (przyrost o  $\Delta T(R) = 0,72^\circ C$ ). Obliczenia te pokazują że przyrostowi temperatury

na powierzchni porcelany odpowiada prawie dziesięciokrotnie większy przyrost temperatury w dolnych warstwach części aktywnej (rdzenia) w okolicy sworznia prądowego.



**Rys. 4.7.** Poosiowy rozkład temperatury w przepięciu RBP 110 kV dla  $T_{\infty} = 10^{\circ}C$ ,  $\alpha = 0,02$  oraz  $tg\delta_0 = 0,005(1), 0,007(2), 0,01(3), 0,015(4), 0,02(5)$

Analogiczne obliczenia wykonano również dla temperatury otoczenia  $T_{\infty} = 35^{\circ}C$  (rys. 4.8).

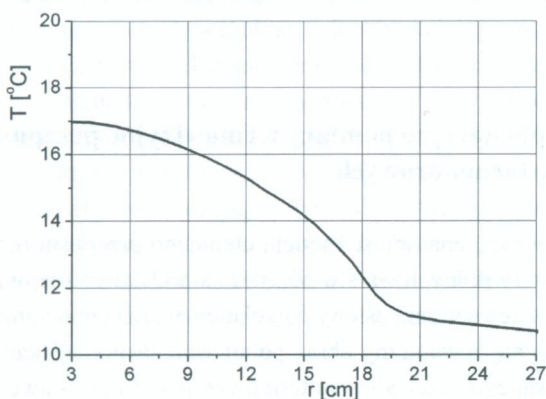


**Rys. 4.8.** Poosiowy rozkład temperatury w przepięciu RBP 110 kV dla  $T_{\infty} = 35^{\circ}C$  oraz  $tg\delta_0 = 0,005(1), 0,007(2), 0,01(3), 0,015(4), 0,02(5)$

Wynika z nich, że dla  $\alpha = 0,02$  wzrost  $tg\delta_0$  od wartości 0,5% do wartości 2,0% powoduje przyrost temperatury  $T(r_0)$  w okolicy sworznia prądowego od wartości  $38,5^{\circ}C$  do wartości  $52,02^{\circ}C$  ( $\Delta T(r_0) = 13,52^{\circ}C$ ) oraz przyrost temperatury  $T(R)$  na powierzchni osłony porcelanowej od wartości  $35,35^{\circ}C$  do wartości  $36,72^{\circ}C$  ( $\Delta T(R) = 1,37^{\circ}C$ ). Obliczenia te pokazują, że przyrostowi temperatury na powierzchni porcelany odpowiada również prawie dziesięciokrotnie większy przyrost temperatury w dolnych warstwach rdzenia.



Na rysunku 4.9. pokazano symulację rozkładu temperatury w przepuście RBP 220 kV typu OTF 245 firmy Micafil dla temperatury otoczenia  $T_{\infty} = 10^{\circ}\text{C}$ , współczynnika  $\alpha = 0,01$  oraz wartości współczynnika strat  $\text{tg}\delta_0 = 0,015$ . Wynika z niej, że w takich warunkach temperatura dolnych warstw izolacji, np. w otoczeniu sworznia prądowego, może osiągnąć wartość ok.  $17^{\circ}\text{C}$ . Dalsze obliczenia numeryczne wykazały ponadto, że podobnie jak w przepuście papiero-olejowym, w niesprzyjających okolicznościach (np. wysoka temperatura osłony przepustu) temperatura w dolnych warstwach rdzenia może osiągnąć wartość rzędu  $80\div 100^{\circ}\text{C}$ . Biorąc pod uwagę, że izolacja przepustu wykonana jest z kompozytu „żywica formaldehydowa-papier” oddziaływanie tak wysokiej temperatury przekracza długotrwałą odporność cieplną zarówno papieru jak i żywicy.



**Rys. 4.9.** Rozkład temperatury w przepuście RBP 220 kV dla temperatury otoczenia  $T_{\infty} = 10^{\circ}\text{C}$ , współczynnika  $\alpha = 0,01$  oraz  $\text{tg}\delta_0 = 0,015$  [18]

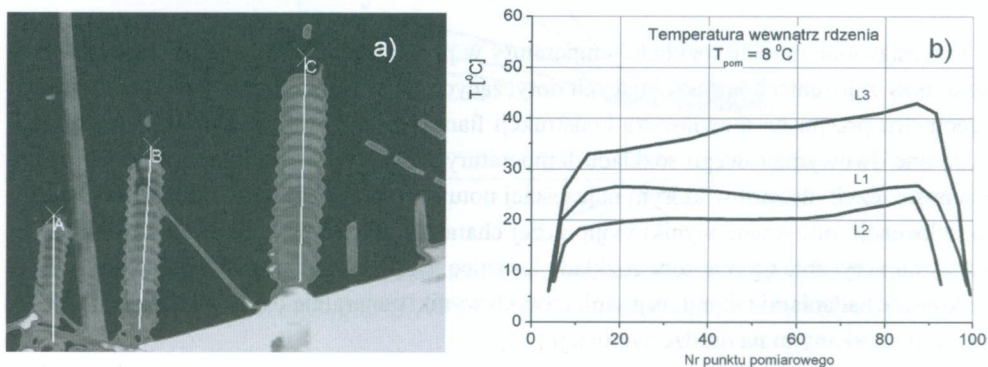
Przedstawione modele rozkładu temperatury w przepustach OIP oraz RBP zostały wykonane przy założeniach upraszczających dotyczących rozkładu natężenia pola elektrycznego i geometrii przepustu, a zwłaszcza konstrukcji flanszy oraz głowicy i części olejowej. Dotyczą one dwuwymiarowego rozkładu temperatury na 1/3 wysokości napowietrznej części przepustu, czyli obszaru w którym najczęściej notuje się przebicia i uszkodzenia izolacji. W konsekwencji, otrzymane wyniki mają raczej charakter jakościowy niż ilościowy. Niemniej jednak numerycznie wyznaczone rozkłady i różnice temperatury wewnątrz izolacji były zweryfikowane badaniami laboratoryjnymi, których wyniki generalnie okazały się zbieżne z wartościami uzyskanymi na drodze symulacji [22].

Podsumowując przedstawione wyżej analizy generowanego przez przepust pola termicznego można stwierdzić, że małemu przyrostowi temperatury na powierzchni osłony przepustu odpowiadają wielokrotnie większe przyrosty temperatury w wewnętrznych warstwach części aktywnej. Dlatego głębokie warstwy izolacji części aktywnej przepustu są najbardziej narażone na stropy termiczne, podczas gdy warstwy zewnętrzne praktycznie są ich pozbawione. Tam też należy spodziewać się stopniowego pogarszania się izolacji.

Niezwykle istotnym spostrzeżeniem dla praktyki eksploatacyjnej oraz diagnostycznej jest fakt, że nawet małe różnice temperatury powierzchni porcelany występujące pomiędzy przepustami w różnych fazach tego samego transformatora mogą świadczyć o istotnych różnicach w wartościach współczynnika strat dielektrycznych oraz zaawansowaniu procesu termicznego starzenia. Stąd, nawet biorąc pod uwagę wiele czynników wpływających na wyniki pomiarów termowizyjnych, wydaje się że na podstawie analizy temperatury powierzchni osłony, można co najmniej identyfikować te przepusty, które należy diagnozować innymi metodami off-line. Co więcej, przedstawione w pracy [18] rozważania teoretyczne wskazują, że zastosowanie zaawansowanych obliczeń numerycznych z wykorzystaniem metody objętości skończonych oraz optymalizacyjnych pozwala na rozwiązanie zagadnienia odwrotnego, tj. na obliczenie wartości współczynnika  $tg\delta_0$  na podstawie obrazu pola termicznego.

#### 4.2.2. Eksploatacyjne pomiary termowizyjne przepustów transformatorowych

Jak już wskazano wyżej, znajomość modelu cieplnego przepustu można wykorzystać do oszacowania temperatury dolnych warstw rdzenia na podstawie znajomości geometrii przepustu oraz temperatury zewnętrznej osłony porcelanowej oraz temperatury otoczenia. Do szacowania wykorzystuje się zewnętrzny obraz pola termicznego uzyskany z cyfrowej analizy termogramu rejestrowanego przez kamerę termowizyjną. Za podstawę oceny przyjmuje się wartość oszacowanej temperatury wewnątrz izolacji, a w szczególności jej poosiowy rozkład w dolnych warstwach rdzenia w pobliżu sworznia prądowego.



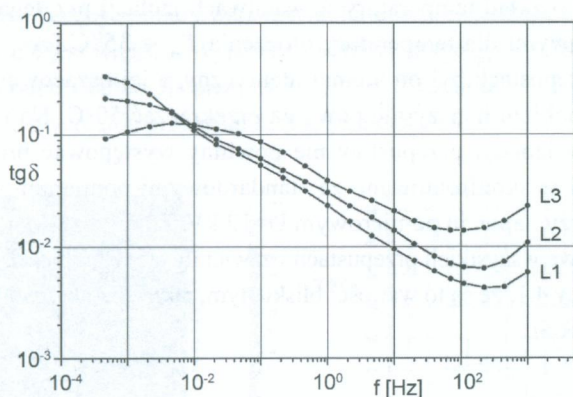
Rys. 4.10. Termogram przepustów OIP typu COS 450 – 800 prod. Haefely-Trench (a) oraz obliczony poosiowy rozkład temperatury wewnątrz rdzenia (b)

W dalszej części przedstawione będą praktyczne sposoby zastosowania takiego podejścia do diagnostyki przepustów OIP, RBP oraz RIP.



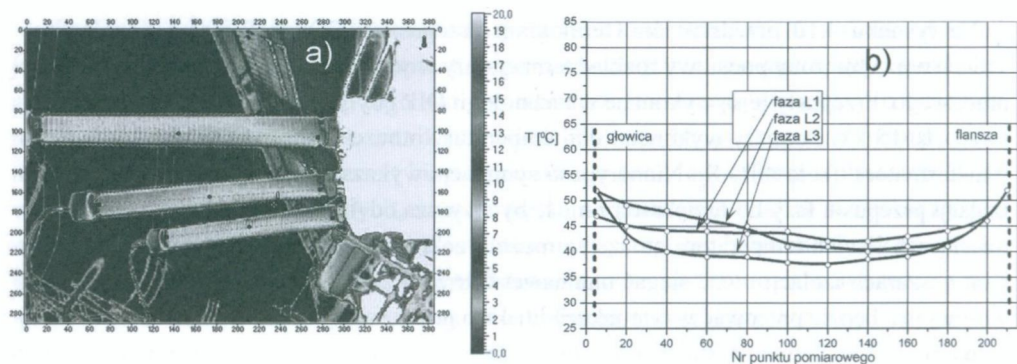
Na rysunku 4.10 przedstawiono termogram przepustów COS 450-800 prod. Haefely-Trench oraz obliczony poosiowy rozkład temperatury w warstwach izolacji bliskich sworznia prądowego. Przepusty te są wykonane w technologii OIP i były zamontowane na transformatorze 110/15 kV. Pomiary wykonano dla temperatury otoczenia  $T_{\infty} = 8^{\circ}C$  przy obciążeniu transformatora około 40%  $S_n$ . Numeryczna symulacja wykazała, że w głębszych warstwach izolacji przepustu fazy L3 temperatury może być wyższa od  $40^{\circ}C$ . Uwzględniając fakt, że w miesiącach letnich temperatura otoczenia może przekraczać  $30^{\circ}C$ , należy oczekiwać, że w tych obszarach izolacji może sięgać ona nawet  $60 \div 70^{\circ}C$ . Oznacza to, że izolacja papierowo-olejowa będzie pracować w warunkach bliskich granicy długotrwałej odporności cieplnej celulozy.

Wypływające z pomiarów termowizyjnych wnioski zweryfikowano badaniami spektroskopowymi (rys. 4.11). Wynika z nich, że współczynnik strat dielektrycznych przepustu w fazie L3 wynosi  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} \approx 0,015$ , zatem przekracza wartość dopuszczalną według obowiązujących standardów (rozdział 4.1). Ponadto jest on znacząco wyższy niż w pozostałych dwóch fazach. Tłumaczy to wyższą temperaturę rdzenia przepustu L3 zmierzoną przy pomocy badań termowizyjnych. Ponadto w zakresie niskich częstotliwości widać wyraźną dodatkową strukturę relaksacyjną o stałej czasowej  $\tau$  wynoszącej około 200÷300 sekund. Prawdopodobnie jest to efekt zwiększonego zawilgocenia izolacji przepustu lub obecności w niej fazy gazowej. Dane te wskazują, że przepuście fazy L3 zaawansowanie procesów starzeniowych jest bardziej znaczące niż w pozostałych, co oznacza konieczność częstszego monitorowania jego stanu technicznego. Natomiast kondycja techniczna przepustów pozostałych faz jest zadowalająca.



**Rys. 4.11.** Częstotliwościowe charakterystyki  $\text{tg}\delta$  przepustów COS 450 – 800 zamontowanych na transformatorze 110/15 kV

Na rysunku 4.12.a. przedstawiono termogram przepustów OIP 400 kV typu Trench COT 1550-1000, które są zamontowane na transformatorze blokowym TFBb 240 000/400 nr 183321/82. Pomiary wykonano dla temperatury otoczenia  $T_{\infty} = 3^{\circ}C$  przy obciążeniu transformatora około 70%  $S_n$  oraz prędkości wiatru  $v_o = 3$  m/s. Od lewej, kolejno faza: L3, L2 oraz L1.

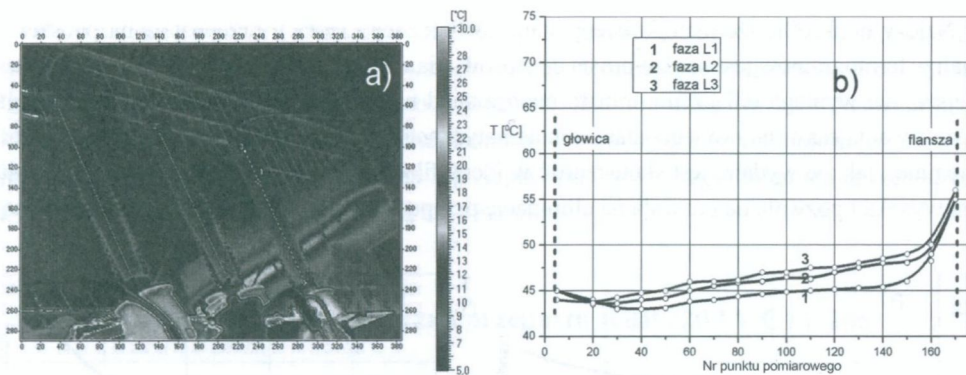


**Rys. 4.12.** Termogram przepustów OIP typu COT 1550-1000 prod. Trench (a) oraz obliczony poosiowy rozkład temperatury wewnątrz rdzenia (b)

Na obrazie termograficznym widać podwyższoną temperaturę połączeń śrubowych na głowicy przepustu fazy L1. Natomiast przeliczona na  $T_{\infty} = 35^{\circ}\text{C}$  temperatura izolacji rdzenia w okolicy sworznia prądowego dla wszystkich trzech faz nie była wyższa od  $50^{\circ}\text{C}$ , co jest świadectwem dobrej kondycji (rys. 4.12.b).

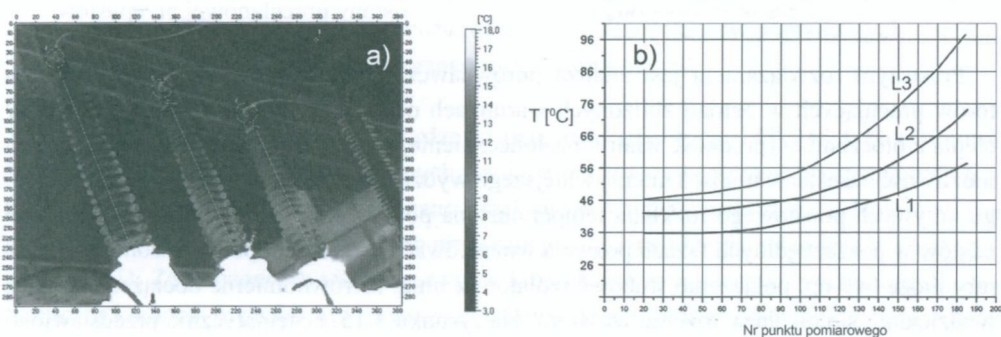
Analogiczne analizy wykonano również dla przepustów z izolacją kompozytową typu RBP. Na rysunku 4.13.a. przedstawiono termogram przepustów typu OTF 1050/245 prod. FELTEN, które są zamontowane na transformatorze TNEP 240 000/220PN. Pomiar wykonano przy temperaturze otoczenia  $T_{\infty} = 3^{\circ}\text{C}$  oraz prędkości wiatru  $v_o = 3\text{ m/s}$ . Oszacowany poosiowy rozkład temperatury w warstwach izolacji przylegających do sworznia z przewodem fazowymi dla temperatury otoczenia  $T_{\infty} = 35^{\circ}\text{C}$  (rys. 4.13.b) wykazał, że we wszystkich przepustach był on niemal identyczny, a jej oszacowana wartość w dolnej części izolacji w pobliżu flanszy nie powinna przekraczać  $50^{\circ}\text{C}$ . Na tej podstawie można wnioskować, że w izolacji przepustów nie powinny występować procesy intensywnego starzenia. Wnioski te skonfrontowano ze standardowymi pomiarami współczynnika strat dielektrycznych przy napięciu pomiarowym  $U=12\text{ kV}$ . Zmierzone współczynniki strat były niemal identyczne we wszystkich przepustach i zawierały się w granicach  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 0,6 \div 0,7\%$ . Jak wynika z tablicy 4.1, że są to wartości bliskie tym, jakie charakteryzują izolację RBP bezpośrednio po produkcji.





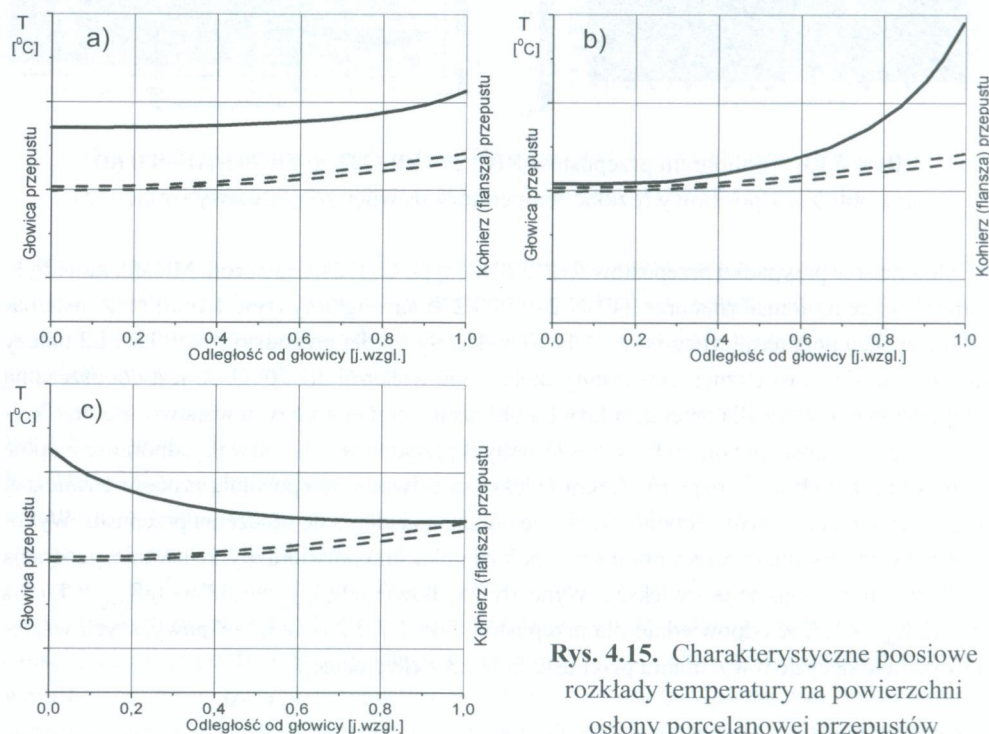
**Rys. 4.13.** Termogram przepustów RBP 220 kV OTF 1050/245-AE=4,0 (a) oraz obliczony poosiowy rozkład temperatury wewnętrznej warstwy izolacji (b)

Natomiast w przypadku przepustów RBP 220 kV typu CTF 245/630 prod. Micafil, które były zamontowane na transformatorze TFBN 240 000/220 termogramy (rys. 4.14.a) oraz matematyczna analiza pola termicznego (rys. 4.14.b) wykazały, że dla przepustów fazy L1 i L2 należy spodziewać się wewnętrznej temperatury izolacji nie większej niż  $70^{\circ}\text{C}$ , co jest dopuszczalną temperaturą pracy. Ale dla przepustu fazy L3 obliczona temperatura tych warstw w pobliżu kołnierza może wynosić już około  $90^{\circ}\text{C}$  i tym samym przekraczać długotrwałą odporność cieplną kompozytu, a zwłaszcza papieru. Zatem należy oczekiwać występowania procesu termicznej degradacji izolacji w sytuacji pogorszenia się oddawania ciepła do otoczenia przepustu. Wykonane w odstępie kilku miesięcy pomiary współczynnika strat potwierdziły, że istotnie, generacja ciepła w tym przepusie jest większa. Wynosiły one bowiem  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 1,58\%$ ,  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 1,15\%$  oraz  $\text{tg}\delta_{50\text{Hz}} = 1,72\%$  odpowiednio dla przepustów fazy L1, L2 oraz L3. Z powyższych względów podjęto decyzję o wycofaniu przepustu fazy L3 z eksploatacji.



**Rys. 4.14.** Termogram przepustów RBP 220 CTF 245/630 (a) oraz obliczony poosiowy rozkład temperatury wewnętrznej warstwy izolacji (b)

Należy podkreślić, że metoda oceny stanu technicznego izolacji przepustów na podstawie analizy termogramów jest bardzo prosta do stosowania na etapie akwizycji danych, i co najważniejsze, nie wymaga odłączenia transformatora spod napięcia. Ale na etapie analizy wymaga zastosowania zaawansowanego aparatu matematycznego oraz znajomości geometrii przepustu. Niemniej, jak się wydaje, jest skuteczność w identyfikacji procesów starzeniowych w rdzeniu jest wysoka i pozwala na eliminację przepustów zagrożonych awarią katastrofalną.



**Rys. 4.15.** Charakterystyczne poosiowe rozkłady temperatury na powierzchni osłony porcelanowej przepustów

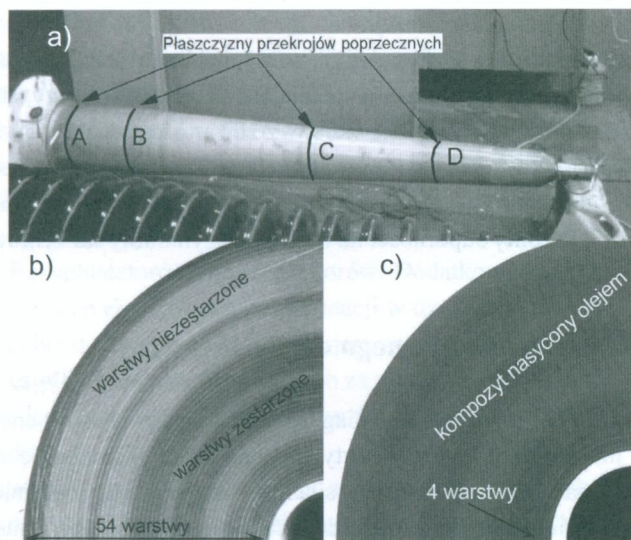
Prostszym rozwiązaniem jest analiza porównawcza termogramów identycznych izolatorów pracujących w bardzo zbliżonych warunkach obciążenia prądowego oraz wymiany ciepła z otoczeniem (prędkość wiatru, nasłonecznienie, temperatura otoczenia). Stwarza ona możliwość określenia miejsca intensywniejszego wydzielania się ciepła. Porównanie przebiegu krzywych poosiowego rozkładu temperatury na powierzchni osłony porcelanowej przepustów w poszczególnych fazach pozwala wnioskować czy źródłem podwyższonej temperatury może być np. połączenie śrubowe izolatora z linią, nierównomierne obciążenie czy też wydzielanie się ciepła w rdzeniu izolatora. Na rysunku 4.15. schematycznie przedstawiono charakterystyczne, obserwowane w praktyce pomiarowej, przykłady rozkładu temperatury na powierzchni przepustów transformatorowych.

Równomiernie podwyższona temperatura jednej z faz na całej jego długości (rys. 4.15.a), jest typowym objawem większej ilości ciepła Joule'a wydzielanego w torze prądowym izolatora (np. większe obciążenie tej fazy) lub też przez izolację zawilgoconą i zestarzoną.



Wzrost temperatury przy kołnierzu izolatora przepustowego (rys. 4.15.b) świadczy o pogorszonych właściwościach dielektrycznych izolacji rdzenia, a w konsekwencji o wzroście ilości ciepła wydzielanego w miejscu o największej jego kumulacji tj. przy przejściu przez każdą transformatora. Natomiast wzrost temperatury w okolicy głowicy izolatora (rys. 4.15.c), jest charakterystyczny dla wydzielania się ciepła spowodowanego zwiększoną rezystancją połączenia sworznia prądowego z linią napowietrzną.

### 4.2.3. Inspekcja wewnętrzna przepustu RBP 220 kV CTF 245



**Rys. 4.16.** Wewnętrzna inspekcja przepustu RBP typu CTF 245:

a) – widok rdzenia po demontażu, b), c) – widok przekrojów poprzecznych w płaszczyznach odpowiednio A i D

Na rysunku 4.16 pokazano widok rdzenia przepustu RBP typu CTF 245 fazy L3 transformatora TFBN 240 000/220 w różnych stadiach rewizji wewnętrznej. Na rysunku 4.16.a zaznaczono miejsce, w którym dokonano przekrojów poprzecznych rdzenia. Natomiast na rysunkach 4.16.b oraz 4.16.c pokazano przekroje poprzeczne rdzenia wykonane w płaszczyznach A i D. Zaznaczono na nich warstwy, w których zaobserwowano wyraźną degradację termiczną kompozytu papierowo-żywicznego. Stwierdzono, że w okolicy kołnierza (przekrój „A”) na 54 przedzielone ekranami sterującymi warstwy kompozytu zdegradowanych było 31 warstw, przy czym w 12. stopień zestarzenia oceniono jako bardzo zaawansowany. Obserwacje te potwierdzono badaniami w podczerwieni w zakresie widma  $0,8-1,2 \mu\text{m}$ . Pozwoliły one zidentyfikować w tych warstwach, w interfacie z folią aluminiową, elementy o dużej masie cząsteczkowej. Mogą to być zanieczyszczenia lub też produkty destrukcji kompozytu. Biorąc

po uwagę wyznaczony z matematycznego modelowania rozkład temperatury, zasięg występowania tych elementów w ogólnych zarysach pokrywał się z obszarem wysokiej temperatury. W górnej części rdzenia (przekrój „D”) były tylko 4 ekrany sterujące. Badania w podczerwieni wykazały, że kompozyt żywiczny-papierowy był praktycznie w całym przekroju „D” nasączony impregnatem. Jednak w czterech warstwach przy sworzniu, na granicy faz folia aluminiowa – izolacja zaobserwowano cząsteczki pochodzące z termicznego starzenia kompozytu.

Rewizja wewnętrzna rdzenia przepustu RBP 220 kV potwierdziła w ogólnych zarysach poprawność matematycznego modelowania pola termicznego. Podobnie jak w modelu, okazało się, że najbardziej termicznie narażony obszar izolacji rdzenia znajduje się w okolicy sworznia prądowego i położony jest w środkowej części rdzenia. Tam też, jak wspomniano, najczęściej dochodzi do przebicia izolacji.

Dodatkowym, wynikającym z długoletniej pracy, efektem jest przesycaenie kompozytu przez impregnat, który służy jako masa wypełniająca przestrzeń między rdzeniem a osłoną. Proces ten dotyczy w pierwszym rzędzie warstw z zawartością większych inkluzji i kawern [24]. Jak się wydaje, brak ekranów sterujących w górnej i dolnej części rdzenia powoduje, że nasycenie kompozytu następuje tam znacznie prędzej niż w pozostałych obszarach. Niewątpliwie sprzyja to zwiększonej odporności na działanie czynników starzeniowych.

### 4.3. Ocena stanu mechanicznego części aktywnej

Jednym z kluczowych zagadnień w diagnostyce transformatorów energetycznych jest określenie stanu mechanicznego części aktywnej, na którą składają się rdzeń, uzwojenia oraz ich wyprowadzenia. Różnego rodzaju sieciowe zdarzenia wysokoprądowe, przepięcia oraz stopniowe starzenie izolacji prowadzą do osłabienia pierwotnego sprasowania uzwojeń i w konsekwencji do ich odkształcania. Podobny efekt również może dotyczyć rdzenia, który z czasem traci swoją mechaniczną spójność, co powoduje jego rozpakietowanie, zwarcia pomiędzy blachami czy też utratę uziemienia.

Do oceny stanu mechanicznego części aktywnej stosowano różne metody pośrednie, np. pomiary przekładni, prądów magnesowania, rezystancji stałoprądowej czy badanie bilansu magnetycznego. Dodatkowo pewne informacje można uzyskać z analizy oleju lub klasycznej metody wibroakustycznej [25]. Jednak wspomniane tradycyjne metody nie dają jednoznacznych wyników, których wymagają potrzeby współczesnej diagnostyki i strategii zarządzania majątkiem sieciowym. W praktyce otrzymuje się bardzo ograniczone informacje na temat rzeczywistego stanu części aktywnej, nie jest znany rodzaj, skala lub lokalizacja problemu. W większości przypadków nie jest jasne, czy urządzenie może pracować normalnie, czy też należy wykonać inspekcję wewnętrzną lub naprawy.

Obecnie istnieją dwie nowoczesne metody, które dają bardziej szczegółowe informacje na temat stanu aktywnej części. Jest to analiza odpowiedzi częstotliwościowej (*Frequency Response Analysis – FRA*) oraz metoda wibroakustyczna (VM) oparta o nowe narzędzia analizy rejestrowanego sygnału.



### 4.3.1. Metoda analizy odpowiedzi częstotliwościowej – FRA

Metoda FRA wdrożona została do praktyki przemysłowej ponad dekadę temu. Polega ona na zarejestrowaniu na końcu uzwojenia odpowiedzi na sygnał niskonapięciowy o zmiennej częstotliwości, który jest podawany na jego początku. Wyniki przedstawia się w formie tłumienia sygnału oraz przesunięcia fazowego. Uzwojenie transformatora można przedstawić w formie obwodowego schematu zastępczego, na który składają się szeregowe i równoległe rezystancje, indukcyjności własne i wzajemne oraz pojemności poszczególnych fragmentów uzwojenia. Zmiana geometrii w uzwojeniu, np. na skutek odkształcenia lub poluzowania czy też zwarcia, skutkuje lokalną zmianą wartości parametrów RLC obwodu elektrycznego. Na częstotliwościowej charakterystyce odpowiedzi uwidaczniają się one w postaci przesunięcia lokalnych rezonansów, zmiany tłumienia lub nawet w postaci zmian kształtu fragmentu charakterystyki.

Zasadniczym problemem metody FRA jest brak podanych w postaci standardów narzędzi do oceny wyników pomiarów. Natomiast strona pomiarowa metody doczekała się w znormalizowaniu w 2012 roku w postaci publikacji normy IEC [26]. Jednak w interpretacji wyników wykorzystuje się różne podejścia i metody, zależne od doświadczeń producenta aparatury pomiarowej, jak i operatorów transformatorów. Dodatkowo, zagadnienie utrudnia niejednoznaczne powiązanie rzeczywistych deformacji w uzwojeniu z ich wpływem na zmiany w rejestrowanych charakterystykach. Możliwa jest natomiast identyfikacja charakterystycznych zakresów częstotliwości odpowiedzialnych za różne elementy części składowej i ogólne rodzaje defektów. Jednak zazwyczaj nie jest możliwe dokładne określenie rodzaju, miejsca oraz skali odkształcenia.

Na rynku dostępnych jest kilka gotowych zestawów pomiarowych, oferowanych przez różnych producentów. Pomiary odpowiedzi częstotliwościowej wciąż wykonywane są dwoma fundamentalnie różnymi metodami, w dziedzinie częstotliwości (SFRA) lub w dziedzinie czasu (IFRA). Dlatego pojawiła się potrzeba unormowania procedur pomiarowych i parametrów rejestratorów, skutkiem czego było powstanie odpowiedniej grupy roboczej przy Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej. Raport z prac tej grupy, w której brał udział m.in. jeden z autorów (Sz. Banaszak), był opublikowany w roku 2012 pod numerem IEC 60076-18 [26]. Równoległe trwają prace nad przewodnikiem IEEE dotyczącym stosowania metody FRA do transformatorów olejowych i interpretacji wyników (IEEE PC57.149™/D8).

Dostosowanie się do treści powstającej normy jest o tyle istotne, iż w praktyce przemysłowej bardzo trudne jest porównanie wyników wykonanych przez różne firmy na przestrzeni ubiegłych lat. Okazało się bowiem, że inne podejście do wykonywania pomiarów, inne układy pomiarowe, różnice sposobu wykonywania pomiarów, czy stosowanie mierników różnych producentów, mają istotny wpływ na powtarzalność rejestracji. Wynikające z tych czynników różnice często są większe niż spodziewane zmiany w krzywych w przypadku powstania deformacji uzwojenia transformatora [27,28]. Dlatego w dalszej części rozdziału omówione będą podstawowe czynniki wpływające na poprawność i jakość pomiarów oraz zasady ich wykonywania.

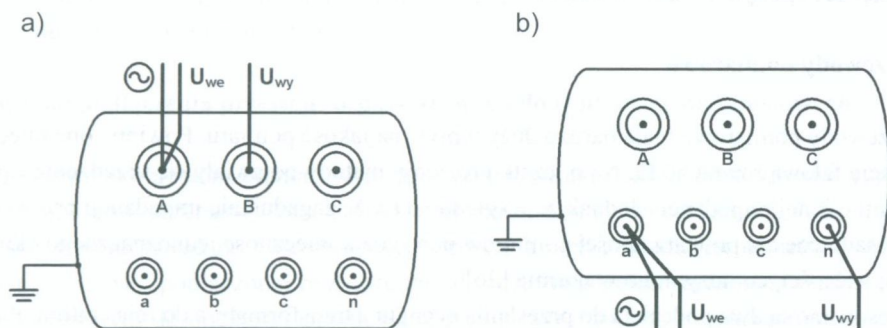
## Układy połączeń przy pomiarach odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatorów

Podstawowym problemem przy wykonywaniu pomiarów odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatorów jest wybór odpowiednich układów połączeń aparatury pomiarowej z badaną jednostką. Testu można dokonać dla każdego uzwojenia danej fazy przy przeciwnym uzwojeniu (lub uzwojeniach) tej samej fazy zwartym lub otwartym (np. pomiar dla uzwojenia GN, a uzwojenie DN otwarte bądź zwarte pomiędzy swoimi końcami). Dodatkowo wykonywane są dla danej fazy pomiary międzyuzwojeniowe (np. pomiędzy początkami uzwojeń DN i GN). Wyróżnić tu można pomiar międzyuzwojeniowy indukcyjny (przeciwne końce uzwojeń uziemione) bądź pojemnościowy (przeciwne końce uzwojeń otwarte). Ponadto można je wykonywać dla różnych zaczepów, by zbadać także uzwojenie regulacyjne. W takim wypadku konieczna jest rejestracja danych FRA w skrajnych położeniach przełącznika zaczepów, co pozwoli na wykrycie defektu właśnie w tym uzwojeniu. Optymalnym rozwiązaniem byłaby rejestracja SFRA przy wszystkich możliwych kombinacjach połączeń, jednak wiązałoby się to z bardzo długim czasem wykonywania pomiarów. W praktyce eksploatacyjnej jest to bardzo trudne w realizacji, gdyż FRA jest tylko jedną z metod stosowanych w diagnostyce transformatorów. Poza tym duża liczba charakterystyk niekoniecznie ułatwiłaby interpretację, szczególnie w przypadkach, gdy podczas diagnostyki wykonywane są rejestracje w innych układach. Należy nadmienić, że sytuacje takie często mają miejsce w przypadku, gdy ten sam transformator diagnozują różne firmy. Dlatego norma definiuje zestaw podstawowych układów połączeń, które należy każdorazowo zrealizować. W przypadkach widocznych różnic między fazami można wykonać dodatkowe, uzupełniające pomiary, które będą pomocne przy interpretacji wyników. W przygotowywanej normie zalecany jest podstawowy układ połączeń pomiędzy końcami uzwojenia przy uzwojeniu przeciwnej strony napięciowej otwartym (tzw. *end-to-end open*). Należy wykonać go dla najwyższego położenia podobciążeniowego przełącznika zaczepów (PPZ) oraz w jego położeniu eliminującym uzwojenie regulacyjne z obwodu. Pomiary przy zwartym uzwojeniu przeciwnym traktowane będą, podobnie jak pomiary międzyuzwojeniowe, jako dodatkowe. Wynika to z faktu, że w układzie ze zwartym uzwojeniem przeciwnym eliminuje się wpływ strumienia magnesowania rdzenia, co nie wpływa na ujawnienie żadnych dodatkowych defektów w uzwojeniu. Tym samym dla typowego transformatora dwuuzwojeniowego z PPZ przewiduje się wykonanie zestawu 9 serii pomiarów (dla każdej fazy uzwojenie górne, górne + regulacyjne, dolne) lub 6 (dla każdej fazy górne i dolne), gdy transformator nie ma PPZ. W przypadku autotransformatora zalecane będą pomiary dla każdej fazy na uzwojeniu szeregowym, na uzwojeniu wspólnym oraz na uzwojeniu wspólnym połączonym z regulacyjnym. Razem 9 serii pomiarów dla autotransformatora z przełącznikiem zaczepów. Dodatkowo, jeśli wyprowadzone jest uzwojenie wyrównawcze należy dokonać pomiarów tego uzwojenia dla każdej fazy (dodatkowe 3 serie pomiarów). Pamiętać należy, że w każdym przypadku układy połączeń należy odnieść do pomiarów wykonywanych poprzednio, tak, aby umożliwić porównanie wyników w czasie. Czyli w przypadku, gdy poprzednie rejestracje wykonane były niezgodnie z zaleceniami nor-



my, należy nowe pomiary wykonywać w takim samym układzie jak poprzednie (aby stwierdzić ewentualne różnice w przebiegach charakterystyk) oraz dodatkowo w układzie zgodnym z normą (aby uzyskać bazę do porównań w przeszłości).

Kolejnym problemem podlegającym normalizacji jest odpowiedni wybór wyprowadzeń uzwojeń do podłączenia poszczególnych zacisków pomiarowych, czyli tzw. kierunek wykonywania pomiaru. Dotychczas panowała tutaj spora dowolność zależna często od przyzwyczajenia diagnosty. W przypadku uzwojenia połączonego w gwiazdę, często wykonywano pomiar podając sygnał na środek gwiazdy (przepust N) i rejestrowano odpowiedź na każdej fazie (przepusty A, B, C) lub też odwrotnie. W pierwszym przypadku sygnał rozejdzie się na wszystkie fazy, co może wpłynąć na kształt charakterystyki odpowiedzi częstotliwościowej. Dlatego norma [26] przewiduje, że pomiary należy wykonywać przy podawaniu sygnału na przepust fazowy i jego rejestracji na izolatorze przepustowym punktu środkowego gwiazdy. Dodatkowy pomiar w przeciwną stronę zalecany jest w przypadku, gdy tak były wykonywane poprzednie rejestracje, co umożliwi porównanie charakterystyk. Dla uzwojenia połączonego w trójkąt należy dokonać pomiarów zawsze w tym samym kierunku uzwojenia, tj. podając sygnał na przepust pierwszej fazy, a rejestrując na kolejnej itd. (czyli A-B, B-C, C-A). Jeśli możliwe jest rozpięcie uzwojenia, pomiary należy wykonać na każdym uzwojeniu z osobna. Uzyska się wtedy odpowiedź tylko danego uzwojenia, bez udziału innych faz. Schematy podstawowych połączeń przedstawiono na rysunku 4.17. Dotyczą one transformatora, który ma uzwojenie górnego napięcia połączone w trójkąt, zaś dolnego napięcia w gwiazdę z wyprowadzonym punktem środkowym.



**Rys. 4.17.** Podstawowe zalecane połączenia rejestratora FRA do transformatora:  
a) uzwojenie połączone w trójkąt, b) uzwojenie połączone w gwiazdę

Pomiar realizowany powinien być w zakresie częstotliwości od co najmniej 20 Hz do 2 MHz (dla większości mierników FRA). W zakresie do 100 Hz kolejne punkty pomiarowe powinny znajdować się w odstępach co 10 Hz, zaś powyżej 100 Hz na każdą dekadę częstotliwości powinno być 200 punktów pomiarowych, rozłożonych równomiernie w skali liniowej lub logarytmicznej, w zależności od tego, którą stosuje się w prezentacji wyników (w praktyce – zazwyczaj logarytmiczną).

## Podstawowe wymagania stawiane urządzeniom pomiarowym

Aby pomiar był miarodajny i powtarzalny urządzenie pomiarowe powinno spełniać minimalne wymagania postawione w normie IEC [26]. Zalicza się do nich następujące parametry:

- zakres pomiarowy dla maksymalnego napięcia źródła: od +10 dB do -90 dB,
- dokładność pomiaru amplitudy: w zakresie od +10 dB do -40 dB co najmniej  $\pm 0,3$  dB, w zakresie poniżej -40 dB co najmniej  $\pm 1$  dB,
- dokładność pomiaru kąta fazowego:  $\pm 1^\circ$ ,
- zakres częstotliwości pomiarowych: co najmniej od 20 Hz do 2 MHz,
- dokładność częstotliwości:  $\pm 1\%$ ,
- napięcie źródła: nie jest określone, jednak dla wartości powyżej 50 V należy zachować odpowiednie środki ostrożności.

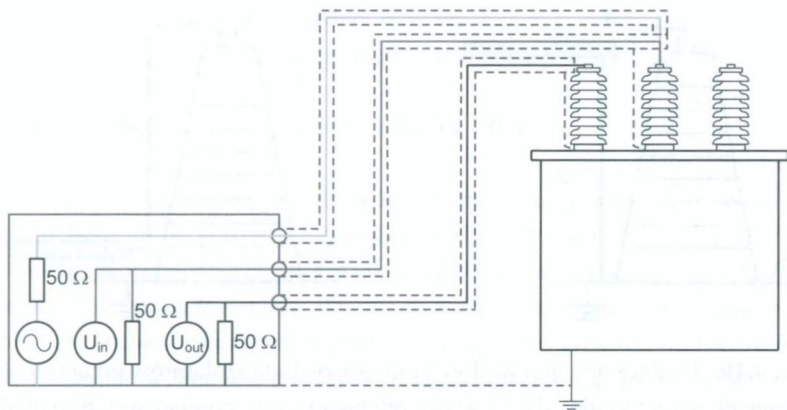
Obecnie większość urządzeń pomiarowych dostępnych na rynku spełnia powyższe wymagania, a diagnosta ma ograniczoną możliwość zmiany tych parametrów. Jednak jak wskazują badania porównawcze rejestratorów różnych producentów [29] wyniki uzyskane z pomiarów na tym samym obiekcie i w tych samych warunkach mogą się jednak różnić, co trzeba uwzględnić przy ich interpretacji. Przy wyborze rejestratora istotna jest decyzja czy pomiar ma być wykonywany w dziedzinie czasu (IFRA) czy też częstotliwości (SFRA). Standard IEC pozostawia tę sprawę otwartą, o ile spełnione są odpowiednie wymagania. Jednak w praktyce większość urządzeń pomiarowych pracuje w dziedzinie częstotliwości. Ponieważ tylko jeden producent oferuje mierniki IFRA, dlatego bezpieczniejsze wydaje się inwestowanie w sprzęt oparty o pomiary SFRA.

## Przewody pomiarowe

Przewody pomiarowe mają bardzo duży wpływ na jakość pomiaru. Powinny one mieć impedancję falową równą  $50 \Omega$ . Na początku rozwoju metody pojawiały się urządzenia z przewodami o innej impedancji. Jednak ze względu na to, że zagadnienie impedancji przewodów jest zasadnicze dla powtarzalności pomiarów powstała konieczność jednoznacznego określenia jej wartości, co uczyniono w normie [26].

Stosowane są dwa podejścia do przesłania sygnału z transformatora do rejestratora. Pierwsze polega na bezpośrednim przesłaniu sygnału, co wymaga stosowania wysokiej jakości przewodów koncentrycznych. Ich zalecana długość nie powinna jednak przekraczać 30 m, a zazwyczaj wynosi  $15 \div 20$  m. Aby wyeliminować wpływ ułożenia przewodów na rejestrowane wartości sygnału (widoczny w wysokich częstotliwościach) stosuje się system trójprzewodowy, w którym pomiary sygnału na wejściu realizowane są bezpośrednio na izolatorze przepustowym transformatora, a nie w urządzeniu pomiarowym.



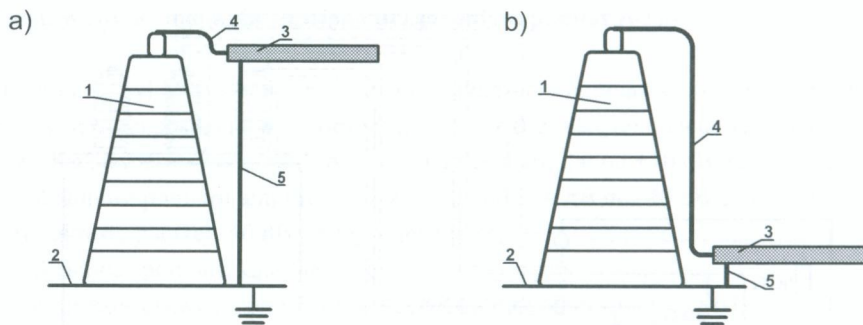


**Rys. 4.18.** Zasada pomiaru odpowiedzi częstotliwościowej w układzie trójprzewodowym

Drugi z przewodów podaje sygnał na przepust (połączony na wejściu do transformatora razem z przewodem pierwszym wspólnym zaciskiem pomiarowym), zaś trzeci ma za zadanie rejestrować dane po stronie przeciwnej (rys. 4.18). Ważne jest w tym przypadku ułożenie przewodów w jednym torze, gdyż w przeciwnym razie pomiar sygnału wejściowego na transformatorze traci sens i pojawią się zależne od ich konfiguracji rozbieżności. Drugim rozwiązaniem jest zastosowanie aktywnych sond pomiarowych na izolatorach przepustowych i przesył danych w formie cyfrowej. Jest to rozwiązanie dopuszczalne o ile urządzenie spełnia wyżej omówione wymogi. W takim przypadku pomiar przy wysokich częstotliwościach nie zależy od konfiguracji przewodów.

### Sposób podłączenia przewodów pomiarowych do izolatorów przepustowych

Kolejnym problemem pomiarowym jest sposób podłączenia przewodów do wyprowadzeń izolatorów przepustowych, a w szczególności podłączenia uziemienia do ekranów. Można je zrealizować na dwa sposoby. Pierwszy z nich zakłada jak najkrótszy odcinek żyły pomiarowej, podłączonej bezpośrednio do wyprowadzenia przepustu, z uziemieniem doprowadzonym do podstawy przepustu. Drugi z kolei zakłada bezpośrednie uziemienie ekranu u podstawy izolatora przepustowego i podłączenie z tego miejsca żyły pomiarowej nieosłoniętej do wyprowadzenia przepustu. Obie metody przedstawiono schematycznie na rysunku 4.19.



**Rys. 4.19.** Podłączenie przewodów pomiarowych do izolatorów przepustowych i uziemienie ekranów: a) metoda z krótkim odcinkiem żyły pomiarowej, b) metoda z krótkim odcinkiem uziemienia ekranu, 1 – izolator przepustowy, 2 – uziemiona kadź, 3 – ekran kabla pomiarowego, 4 – żyła pomiarowa, 5 – uziemienie ekranu

W przypadku pierwszej metody żyła sygnałowa ekranowana jest na całej długości, nie będzie więc takiego wpływu zewnętrznych zakłóceń elektromagnetycznych jak w przypadku żyły odsłoniętej na całej długości izolatora przepustowego (metoda druga). Z kolei w przypadku uziemienia ekranu dodatkowym przewodem (przypadek pierwszy) na skutek różnicy w potencjale zakończenia ekranu przewodu (od strony połączenia z przepustem) i uziemionej podstawy przepustu wystąpi podział prądu powrotnego do ziemi. Część popłynie ekranem przewodu, ale pozostała część może się zamknąć poprzez kadź i połączenie ziemi do rejestratora FRA. Efekt ten zależy będzie od częstotliwości (wraz z jej wzrostem będzie intensywniejszy) oraz od ułożenia przewodów koncentrycznych i linek uziemiających. Może to mieć wpływ na kształt odpowiedzi FRA. Problem ten nie wystąpi w przypadku metody drugiej, gdyż nie pojawi się dodatkowa impedancja pomiędzy ekranem przewodu koncentrycznego a uziemioną kadzią [30]. Tak więc żaden z przedstawionych sposobów nie jest doskonały. Norma IEC-60076-18 dopuszcza oba warianty, jednak zdaniem autorów, mniejsze błędy i większą powtarzalność pomiarów daje metoda pierwsza, czyli bezpośrednie połączenie żyły pomiarowej z wyprowadzeniem przepustu. Takie też połączenie przewodów zaleca większość producentów sprzętu.

Kolejnym ważnym zagadnieniem jest odpowiednie wykonanie uziemienia ekranu przewodu koncentrycznego do podstawy izolatora przepustowego. Optymalnym rozwiązaniem, umożliwiającym uzyskanie dobrej powtarzalności do 2 MHz jest zastosowanie taśmy i specjalnego napinającego zacisku. W ten sposób taśma jest naciągnięta i poprowadzona możliwie najkrótszą drogą od zacisku pomiarowego do podstawy izolatora przepustowego. Drugim wariantem jest wykorzystanie przewodów uziemiających o z góry określonej długości. W takim przypadku połączenie uziemiające ekran jest luźne, i w zależności od jego ułożenia powstaną różnice w wynikach rejestracji w wysokich częstotliwościach. Przyjęto, że metoda uziemiania ekranu przewodu z zastosowaniem gotowych przewodów jest powtarzalna do 500 kHz. Dla wyższych częstotliwości pojawić się mogą fałszywe wyniki pomiarów amplitudy, a ponad 1 MHz także



przesunięcia częstotliwości rezonansowych. Potwierdzają to pomiary eksploatacyjne wykonane na tym samym obiekcie miernikami opartymi na obu rozwiązaniach.

### Inne czynniki wpływające na wyniki pomiarów FRA

Przy porównawczej analizie zarejestrowanych przebiegów nawet najmniejsze zmiany mogą oznaczać deformacje w uzwojeniach. Doświadczenia autora wskazują, że im większy geometrycznie transformator – a co za tym idzie także o większej mocy – tym mniej widoczne są deformacje o podobnym rozmiarze. Wynika to z mniejszej procentowej zmiany pojemności i indukcyjności w stosunku do całej geometrii uzwojenia. Tym samym bardzo ważne jest prawidłowe i staranne wykonanie pomiarów, a niestosowanie się do omówionych powyżej zaleceń może zakłócić poprawność interpretacji wyników.

Na kształt charakterystyk ma także wpływ szereg innych czynników. Należy do nich m.in. rodzaj medium izolacyjnego. O ile przesunięcie krzywych w całym zakresie częstotliwości przy pomiarze bez oleju jest powszechnie znane, o tyle nie zawsze zwraca się uwagę, że wymiana oleju lub jego regeneracja może powodować podobne efekty. Jest to bowiem spowodowane różnicą we względnej przenikalności dielektrycznej medium izolacyjnego. Dlatego celowe jest wykonanie nowych rejestracji charakterystyk po każdej czynności remontowej, także związanej z wymianą oleju izolacyjnego.

Częstym błędem spotykanym przy badaniach FRA jest rejestracja krzywych po pomiarach stałoprądowych, które wpływają na zmianę namagnesowania rdzenia. Prowadzi to zazwyczaj do znaczących zmian charakterystyk FRA w zakresie niskich częstotliwości, w których o kształcie odpowiedzi FRA decydują parametry obwodu magnetycznego transformatora. Dlatego też ważne jest odpowiednie zaplanowanie metodologii diagnostyki transformatora, aby wykonywane badania nie wpływały na wyniki innych metod.

Kolejnym czynnikiem mającym wpływ na powtarzalność pomiarów jest odpowiednie ustawienie podobciążeniowego przełącznika zaczepów (PPZ). Oczywiście porównywanie krzywych FRA ma sens tylko dla pomiarów wykonanych na tych samych zaczepach, jednak pamiętać należy, że w dla wielu konstrukcji PPZ ważny jest także kierunek, z jakiego dany zaczepek jest załączany. Generalnie zaleca się wykonywanie pomiarów dla kierunku zmiany zaczepów w dół (np. ustawiając zaczepek nr 6 z zaczepek nr 7, a nie z zaczepek nr 5). Informację o kierunku zmiany zaczepek powinno się umieścić w opisie pomiaru, aby w przypadku porównywania z przyszłymi wynikami jasne było co może być powodem ewentualnych różnic między krzywymi. W przypadku transformatorów z bezobciążeniowym przełącznikiem zaczepów zaleca się wykonanie pomiarów bazowych dla każdego położenia przełącznika (np. po zainstalowaniu transformatora na miejscu pracy). Daje to możliwość łatwego porównania wyników przy późniejszych pomiarach bez względu na ułożenie przełącznika zaczepów i bez konieczności dokonywania przełączeń.

Natomiast obserwuje się ograniczony wpływ temperatury na wyniki FRA. Przyjmuje się, że jest on widoczny przy wykonywaniu pomiarów dla temperatury większej od 50°C. Wpływ ten jest skutkiem zmiany rezystancji uzwojeń, a także zmiany parametrów dielektrycznych

cieczy izolacyjnej. Dlatego należy unikać wykonywania pomiarów na transformatorach tuż po ich odstawieniu spod napięcia oraz należy zapisywać rzeczywistą temperaturę transformatora i otoczenia.

### **Interpretacja wyników**

W praktyce interpretacja wyników pomiarowych opiera się obecnie głównie na wizualnym porównaniu krzywych, co wymaga dużego doświadczenia diagnosty oraz dostępu do jak największej bazy danych pomiarowych. Ta ostatnia umożliwia porównanie wielu jednostek tego samego typu, a tym samym ułatwia wykrycie cech charakterystycznych konstrukcji. Można tutaj wyróżnić cztery podejścia:

1. Porównanie wyników zarejestrowanych dla danego transformatora w odstępie czasu. Jest to metoda najlepsza, uwzględniająca cechy charakterystyczne danej jednostki niejednokrotnie mające swe odzwierciedlenie w kształcie krzywej FRA i umożliwiająca jednoznaczną interpretację wyników. W praktyce jednak często nie ma danych referencyjnych dla badanych jednostek.
2. Porównanie wyników pomiędzy fazami danego transformatora. Przy braku danych referencyjnych z wcześniejszych pomiarów porównuje się wyniki zarejestrowane dla trzech faz transformatora. Należy jednak pamiętać, że pomiędzy fazami występują naturalne różnice. Odpowiedź fazy środkowej z symetrycznym rozplływem strumienia w rdzeniu przez fazy skrajne będzie różnić się od pomiarów dla faz skrajnych, dla których strumień zamyka się przez sąsiednią, lecz także dalszą kolumnę. Tym samym dla fazy środkowej w zakresie niskich częstotliwości wystąpi jeden rezonans, zaś dla faz skrajnych po dwa.
3. Porównanie wyników zarejestrowanych dla jednostek siostrzanych lub bliźniaczych. W takim przypadku należy liczyć się z tym, że mogą pomiędzy nimi wystąpić pewne różnice wynikające z różnych detali konstrukcji, różnej historii pracy, czy przebytych remontów. Zmiany te mogą być większe niż wpływ deformacji.
4. Porównanie z modelami komputerowymi transformatorów. Metoda ta na obecnym etapie rozwoju nie stanowi gotowego narzędzia do interpretacji charakterystyk FRA. Bowiem dla każdej jednostki konieczne jest stworzenie osobnego modelu opartego na rzeczywistych wymiarach geometrycznych i cechach materiałowych, co oznacza w praktyce konieczność posiadania dostępu do części aktywnej i jej zwymiarowania. Jednak modele komputerowe mogą być bardzo pomocne do ogólnego określenia jak zmiany w geometrii wpływają na kształt krzywej odpowiedzi częstotliwościowej oraz jak się zmienia krzywa FRA w poszczególnych zakresach częstotliwości.



### 4.3.2. Metoda wibroakustyczna – VM

Bardzo istotnym elementem diagnostyki części aktywnej transformatora są badania drgań konstrukcji jednostki. Zasada metody wibroakustycznej polega na rejestracji sygnału przyspieszenia drgań kadzi transformatora, a następnie numerycznej analizie pozyskanych danych. Aparat matematyczny, który głównie wykorzystywany jest w badaniach wibroakustycznych, to przede wszystkim transformata Fouriera (rzadziej transformata falkowa) [31,32,33,34,35]. Diagnostyka wibroakustyczna opiera się zatem na analizie widmowej sygnału przyspieszenia drgań, a widmo amplitudowe jest podstawą wniosku. O ile sam proces rejestracji sygnału nie nastęrcza większych trudności – wymaga zastosowania czujnika akcelerometrycznego i cyfrowego urządzenia rejestrującego, to już technologia wykonania pomiarów wymaga rozwiązania licznych problemów. Główne zagadnienia, które mają kluczowe znaczenie w wibroakustycznej diagnostyce transformatorów to przede wszystkim wpływ obciążenia i napięcia zasilającego na amplitudę przyspieszenia drgań kadzi oraz wybór miejsca lokalizacji czujnika akcelerometrycznego [31,32]. Zgodnie z zaleceniami sformułowanymi już w 1983 roku, pomiary wibroakustyczne transformatorów wykonuje się w miejscu ich zainstalowania i podczas ich normalnej eksploatacji [31]. Liczbę punktów pomiarowych i ich rozlokowanie na powierzchni kadzi dobiera się z uwzględnieniem rozmiarów jednostki. Sygnał drgań rejestruje się z wykorzystaniem czujnika akcelerometrycznego na zewnętrznym nośniku danych po czym, w warunkach laboratoryjnych, dokonuje się wyznaczenia deskryptorów częstotliwościowych w celu ich porównania ze wskaźnikami uznanymi za dopuszczalne i graniczne [31].

Dewaluacja technologiczna i praktyczna stosowanych od kilkadziesiątu lat kryteriów jakości wibroakustycznego diagnozowania konstrukcji transformatorów, a także postępowanie w rozwoju metod cyfrowego przetwarzania sygnałów sprawiły, iż równoległe z weryfikacją wibroakustycznych wskaźników jakości zachodzi potrzeba unowocześnienia metod analizy cyfrowego sygnału odzwierciedlającego przyspieszenie drgań [32]. Bardzo istotne jest przy tym, aby sposób prezentacji wyników analizy wibroakustycznej był jednoznaczny i czytelny oraz pozbawiany nadmiarowych informacji. Parametry cyfrowo zarejestrowanego sygnału muszą być precyzyjnie dobrane tak, aby wykorzystanie matematycznych narzędzi cyfrowego przetwarzania sygnałów (CPS) nie wprowadzało dodatkowych błędów.

Podobnie jak FRA, analiza wibroakustyczna jest współcześnie na etapie dynamicznego rozwoju, a zdefiniowanie odpowiednich norm i zaleceń pomiarowych wydaje się być kwestią najbliższych lat. Co prawda, metodę badań wibroakustycznych wdrożono w Polsce już w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku [31], a przyjęte blisko 30 lat temu kryteria wibroakustyczne są wykorzystywane do dnia dzisiejszego. Jednak doświadczenia wskazują, że wibroakustyczne wskaźniki jakości są zbyt mało czułe i powinny ulec weryfikacji. Jest to spowodowane m.in. znaczącym rozwojem technologii produkcji transformatorów.

Analiza wibracji konstrukcji transformatora wykorzystuje sygnał rejestrowany akcelerometrem, który zamocowany jest do powierzchni kadzi transformatora. Pierwotną przyczyną jej drgań są siły elektrodynamiczne i magnetystrykcyjne wytwarzane przez prąd płynący

w uzwojeniach oraz strumień magnetyczny w rdzeniu. Wibracje te propagowane są do kadzi poprzez konstrukcję mechaniczną transformatora oraz ciecz izolacyjną.

Drgania rdzenia, które powstają na skutek zjawiska magnetostrykcji, prowadzą do jego zmian geometrycznych. Natężenie pola magnetycznego w rdzeniu, umieszczonym wewnątrz uzwojenia, zależy od napięcia przyłożonego do tego uzwojenia. Na podstawie prawa Faradaya wiadomo, że spowodowana magnetostrycją zmiana długości rdzenia jest wprost proporcjonalna do kwadratu chwilowej wartości przyłożonego napięcia ( $\Delta L \propto [U_{\max} \cos(\omega t)]^2$ ), gdzie  $\omega$  jest pulsacją napięcia. Chwilowa wartość przyspieszeń wibracji wynikająca z elektrostrykcji wynosi  $a_c = d^2 \cdot \Delta L / dt^2$ , a jej podstawowa harmoniczna częstotliwość jest dwukrotnie większa od częstotliwości przyłożonego napięcia.

Wibracje rejestrowane na konstrukcji transformatora akcelerometrem są superpozycją wspomnianych wibracji rdzenia oraz uzwojeń. Te ostatnie wynikają z sił elektrodynamicznych proporcjonalnych do kwadratu prądu. Ponieważ siła jest wprost proporcjonalna do przyspieszenia, można założyć że przyspieszenie drgań uzwojenia jest wprost proporcjonalne do kwadratu prądu –  $a_w \propto I^2$ .

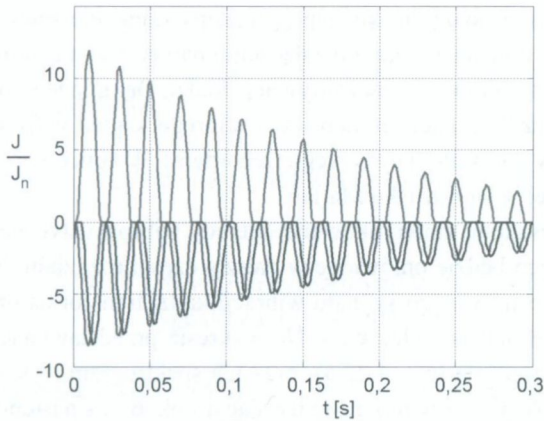
Zakładając, że  $I = I_{\max} \cos(\omega t)$  oraz  $\cos^2(\omega t) = 0,5 \cdot (\cos(2\omega t) + 1)$ , również w tym przypadku częstotliwość podstawowej harmonicznej wibracji jest dwukrotnie wyższa niż częstotliwość przyłożonego napięcia.

Poluzowanie i deformacje uzwojeń oraz blach rdzenia powoduje znaczące zmiany w spektrum częstotliwościowym rejestrowanego sygnału wibracji. Poza harmonicznymi o podstawowej częstotliwości 100 Hz (dla napięcia zasilania 50 Hz), pojawiają się także inne harmoniczne o różnych amplitudach. Kształt spektrum amplitudowego jest ściśle związany z rodzajem defektu mechanicznego w części aktywnej.

Większość metod wibroakustycznych stosowanych w diagnostyce transformatorów opiera się na analizie spektrum przyspieszeń wibracji w stanie ustalonym. Jednak duża ilość informacji wynikająca z analizy spektralnej sprawia, że jednoznaczne określenie jakie czynniki dominują w rejestrowanym sygnale staje się niemożliwe.

W stanie nieustalonym zarejestrowany sygnał odzwierciedla drgania zarówno rdzenia jak i uzwojeń. Występuje wówczas zjawisko magnetostrykcji (uzwojenie pierwotne zasilane jest napięciem o amplitudzie  $U_{\max}$ ) i przez uzwojenie pierwotne płynie prąd o bardzo dużej (początkowo) amplitudzie, co powoduje powstanie sił oddziaływania elektromagnetycznego między zwojami. Włączenie transformatora do sieci energetycznej powoduje bowiem powstanie tzw. udaru prądu magnesującego. Maksymalna wartość tego prądu zależy m.in. od cech konstrukcyjnych transformatora, układu połączeń uzwojeń, a także od odległości uzwojenia magnesującego od rdzenia. W niektórych przypadkach maksymalna wartość prądu magnesującego może kilu- lub kilkunastokrotnie przekroczyć wartość prądu znamionowego. Przykładowe przebiegi wartości chwilowych prądów fazowych podczas włączenia nieobciążonego transformatora pokazano na rysunku 4.20.

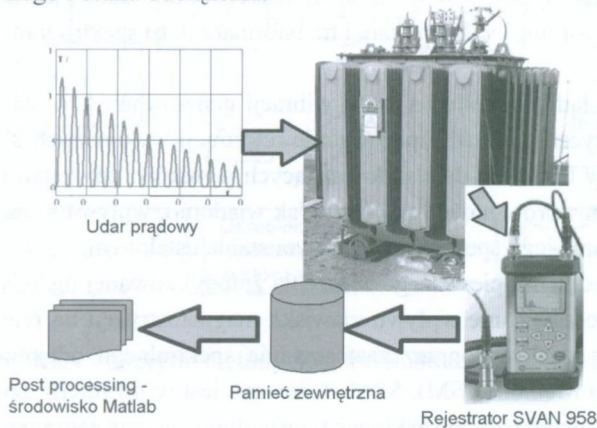




**Rys. 4.20.** Przebiegi względnej wartości chwilowych prądów fazowych podczas włączenia nieobciążonego transformatora;  $I_n$  – prąd znamionowy

Dlatego zmodyfikowana metoda wibroakustyczna polegająca na ocenie wibracji w stanie nieustalonym, w pierwszych 10÷20 sekundach od załączenia transformatora w stanie jałowym, może poprawić identyfikację poluzowania i odkształcenia uzwojeń oraz rdzenia. Opiera się ona bowiem na następujących założeniach:

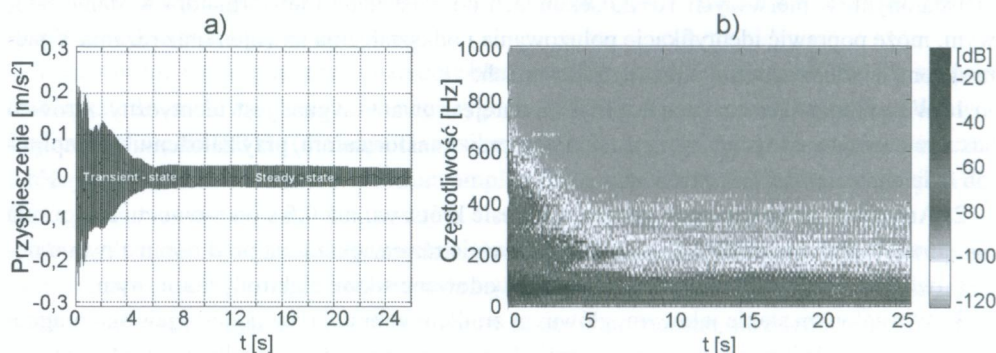
1. Wpływ zjawiska magnetostrykcji na zarejestrowany sygnał jest identyczny zarówno w stanie ustalonym jak i nieustalonym pracy transformatora, przy założeniu że amplituda napięcia zasilania jest stała.
2. Amplituda prądu magnesującego w okresie krótszym niż 0,5 s od momentu załączenia transformatora jest kilka, a nawet kilkanaście razy większą niż prąd nominalny, co powoduje znaczące wibracje uzwojeń spowodowane siłami elektrodynamicznymi.
3. W ustalonym stanie jałowym, głównym źródłem wibracji rdzenia jest zjawisko magnetostrykcji. Wibracje uzwojeń są pomijalnie małe z powodu niewielkiego prądu uzwojenia pierwotnego i braku obciążenia.



**Rys. 4.21.** Schemat blokowy diagnostyki wibroakustycznej VM w stanie nieustalonym

Na rysunku 4.21 pokazano ogólną koncepcję wykonywania rejestracji sygnału drgań kadzi w stanie nieustalonym transformatora. Po załączeniu napięcia w transformatorze płynie prąd udarowy, który powoduje drgania części aktywnej i kadzi. Drgania te są mierzone przez przytwierdzony do kadzi czujnik akcelerometryczny, którego sygnał wyjściowy jest dalej rejestrowany przy pomocy rejestratora cyfrowego (recordera). W końcowej fazie jest poddawany analizie matematycznej w środowisku Matlab.

Praktyczne wykorzystanie zmodyfikowanej metody wibroakustycznej do oceny poluzowania rdzenia i uzwojeń będzie omówione w dalszej części rozdziału. Na rysunku 4.22 pokazano przykład zarejestrowanego sygnału wibracji kadzi transformatora w stanie jałowym w okresie około 20 sekund od załączenia. Na wykresie przedstawiającym zmiany chwilowych wartości przyspieszenia (rys. 4.22.a) oraz ich spektrogram (rys. 4.22.b) widoczne są dwa okresy wibracji. W pierwszym okresie trwającym ok. 6÷8 s następuje stabilizacja stanu nieustalonego, natomiast po nim obserwuje się ustalony stan wibracji. W stanie nieustalonym rejestrowane są drgania spowodowane siłami dynamicznymi oraz magnetostrykcją. Dlatego z tych powodu nakładania się tych dwóch efektów poprawna analiza stanu nieustalonego może być utrudniona.



**Rys. 4.22.** Sygnał wibracji kadzi transformatora w stanie jałowym:  
a) chwilowe wartości wibracji kadzi transformatora, b) spektrogram wibracji

Przykładowo, dokładne określenie czasu wibracji generowanych w stanie nieustalonym może być problematyczne. Ponadto porównanie rejestracji wykonanych dla podobnych typów transformatorów także nie daje zadowalających wyników, gdyż stan techniczny badanych rdzeni transformatorów może być różny. Jak wiadomo, wpływa to na amplitudę przyspieszenia wibracji oraz jego spektrum w jałowym stanie ustalonym.

Jednak po uwzględnieniu pierwszego założenia zmodyfikowanej metody wibroakustycznej, możliwe jest zredukowanie wpływu zjawiska magnetostrykcji na rejestrowany sygnał wibracji. Można to uzyskać poprzez zastosowanie spektralnego odejmowania sygnałów (Spectral Subtraction Method -SSM). SSM stosowana jest w inżynierii dźwięku jako jeden z podstawowych sposobów redukcji zakłóceń typu addytywnego w nagraniach dźwiękowych. Ideę tego sposobu można przedstawić następująco:



1. Jeśli zarejestrowany sygnał dyskretny  $y(k)$  zawiera addytywne zakłócenie  $n(k)$ , to:

$$x(k) = y(k) - n(k) \quad (4.5)$$

jest sygnałem bez zakłócenia;

2. Powyższą zależność w dziedzinie częstotliwości można zapisać w postaci:

$$X(e^{j\omega}) = Y(e^{j\omega}) - N(e^{j\omega}) \quad (4.6)$$

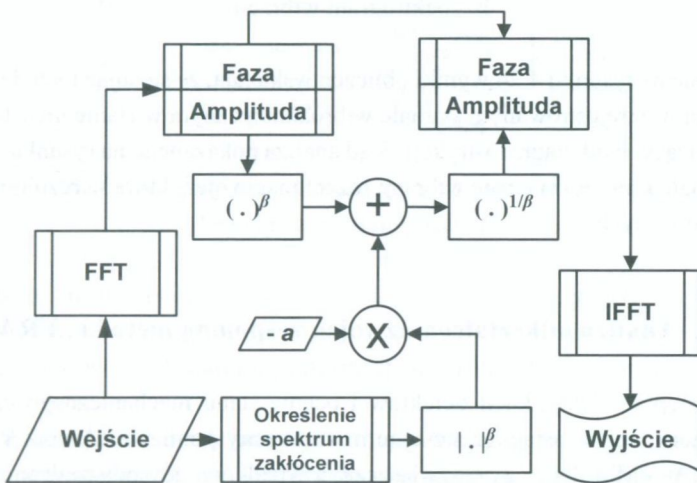
gdzie:  $X(e^{j\omega})$ ,  $Y(e^{j\omega})$ ,  $N(e^{j\omega})$  są dyskretnymi transformatami Fouriera sygnałów  $x(k)$ ,  $y(k)$  and  $n(k)$ .

W metodzie SSM równania (4.5) i (4.6) nie są realizowane bezpośrednio, lecz są wykonywane jako obliczenia oparte tylko na spektrum częstotliwościowym rejestrowanego sygnału  $|Y(e^{j\omega})|$  i szacowanego zakłócenia  $|N(e^{j\omega})|$ :

$$\left|X'(e^{j\omega})\right|^\beta = \left|Y(e^{j\omega})\right|^\beta - a \cdot \left|N(e^{j\omega})\right|^\beta \quad (4.7)$$

pozostawiając w spektrum  $X'(e^{j\omega})$  fazę częstotliwości spektrum  $Y(e^{j\omega})$ .

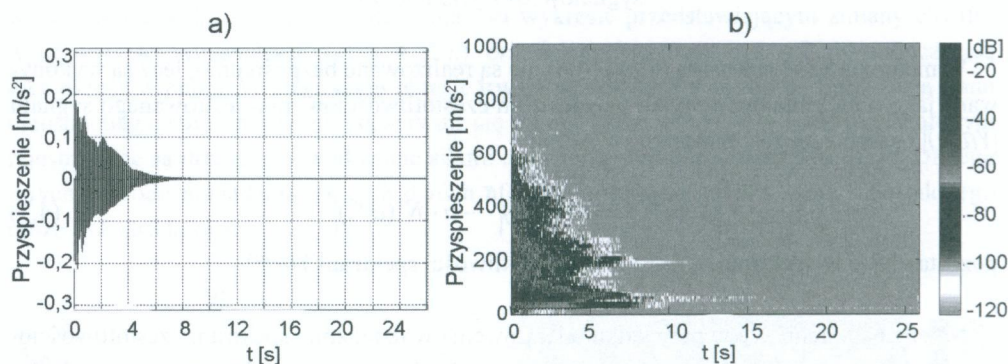
Należy nadmienić, że w przypadku odejmowania w dziedzinie spektrum częstotliwościowego współczynnik  $\beta = 1$ , natomiast w przypadku odejmowania spektrum mocy  $\beta = 2$ . Poziom redukcji zakłóceń określa współczynnik  $a \in \langle 0, 1 \rangle$ . Schemat blokowy algorytmu SSM przedstawiono na rysunku 4.23.



Rys. 4.23. Algorytm metody Spectral Subtraction Method – SSM

W inżynierii dźwięku redukcja zakłóceń realizowana jest poprzez wykorzystanie określenia spektrum amplitudowego okresów „czysty” w zarejestrowanym sygnale.

Natomiast w przypadku wibracji kadzi transformatora redukcja wpływu drgań magnetostrykcyjnych realizowana jest przy przyjęciu, że wibracje w stanie ustalonym jest zakłóceniem addytywnym. Tak więc przy założeniu, że w równaniu (4.7)  $\beta = 1$ ,  $a = 0,1$  oraz po uwzględnieniu ustalonego sygnału (rys. 4.22.a), można wyznaczyć chwilowe wartości przyspieszenia wibracji kadzi transformatora (rys. 4.24.a) oraz spektrogram wibracji (rys. 4.24.b), które spowodowane są siłami dynamicznymi. Wartość współczynnika  $a$  w równaniu (4.7) została określona na podstawie założenia, że redukcja amplitudy wibracji spowodowanych przez magnetostrykcję równa jest -40 dB, podczas gdy wartość  $\beta = 1$ .



**Rys. 4.24.** Sygnał wibracji kadzi transformatora po redukcji drgań magnetostrykcyjnych:  
 a) chwilowe wartości przyspieszeń wibracji kadzi transformatora,  
 b) spektrogram wibracji

Przedstawione na rysunku 4.24 wyniki obliczeń wskazują, że stosując metodę SSM możliwa jest redukcja w zarejestrowanym sygnale wibroakustycznym w stanie nieustalonym składowych pochodzących od magnetostrykcji. Stąd analiza pokazanego na rysunku 4.24.a zredukowanego sygnału umożliwia ocenę wibracji rdzenia i uzwojeń, które są rezultatem działania sił elektrodynamicznych.

### 4.3.3. Analiza odkształceń uzwojeń zespoloną metodą „FRA-VM”

Znaczny postęp w identyfikacji defektów i ocenie stanu mechanicznego części aktywnej transformatora można osiągnąć stosując równoczesny pomiar FRA oraz VM (zespolona metoda „FRA-VM”). Dotyczy to zwłaszcza przypadków, gdy odkształcenia uzwojeń są niewielkie lub gdy rdzeń/uzwojenia są poluzowane. Tego typu defekty, mimo że znacznie osłabiają wytrzymałość zwarciovą transformatora, w małym stopniu oddziałują na kształt odpowiedzi FRA. Natomiast mogą być identyfikowane na podstawie analizy V-SSM drgań kadzi. Z kolei znaczące defekty uzwojeń lub w obwodzie magnetycznym są dobrze widoczne w odpowiedzi FRA. Tak więc równoczesne wykonanie pomiarów obiema metodami stwarza

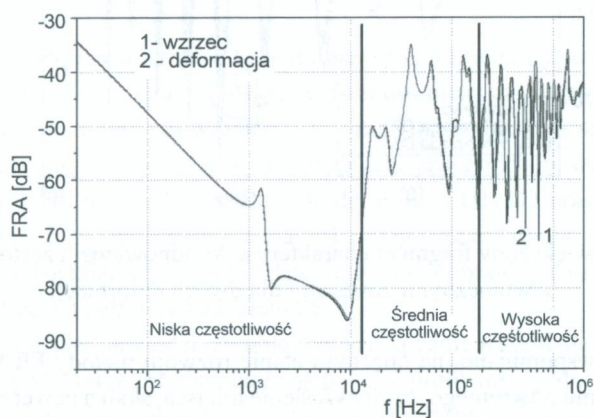


warunki do pełniejszej i bardziej wiarygodnej identyfikacji odkształceń i poluzowań uzwojeń i rdzenia w transformatorach.

Praktyczne zastosowanie zespolonej metody FRA-VM do oceny stanu mechanicznego części aktywnej można przedstawić na przykładzie transformatora energetycznego, w którym celowo wprowadzano coraz większe defekty w części aktywnej. Polegały one na luzowaniu pakietów rdzenia, luzowaniu uzwojenia górnego napięcia oraz jego poosiowym deformacjom. Przypadek ten będzie omówiony w dalszej części rozdziału.

### Analiza pomiarów FRA

Częstotliwościowe odpowiedzi uzwojenia transformatora bez oraz z deformacją przedstawiono na rysunku 4.25. Można zauważyć, że różnice pomiędzy krzywą bazową (pomiar referencyjny) oraz krzywą zarejestrowaną po wprowadzeniu deformacji nie są znaczące i występują w zakresie wyższych częstotliwości.



**Rys. 4.25.** Odpowiedź częstotliwościowa testowanego transformatora bez (1) oraz z deformacją (2)

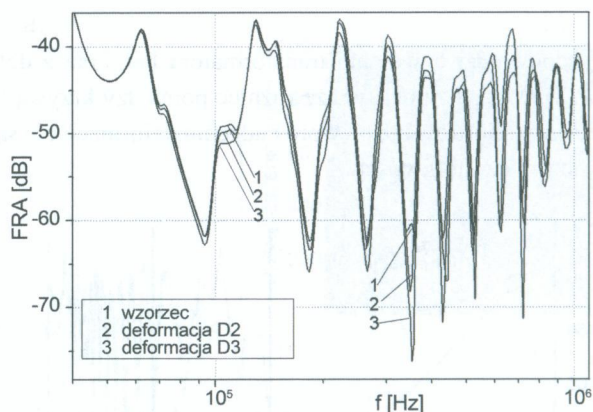
Odpowiedź tę można podzielić na trzy charakterystyczne zakresy częstotliwościowe (rys. 4.25):

- niskie częstotliwości dostarczają informacji na temat stanu obwodu magnetycznego transformatora,
- średnie wskazują znaczne deformacje i zmiany w konfiguracji uzwojenia,
- wysokie odpowiadają za mniejsze deformacje, wpływ wyprowadzeń itp.

Dokładne granice tych zakresów zależą od konstrukcji transformatora i jego gabarytów. Lecz na ogół im mniejsza jednostka, tym w wyższych częstotliwościach zawiera się jej odpowiedź częstotliwościowa.

W analizowanym transformatorze wywołane deformacjami zmiany charakterystyki FRA widoczne są w zakresie średnich i wysokich częstotliwości. Na rysunku 4.26 przedstawiono

w rozszerzonym zakresie częstotliwości zmiany odpowiedzi pochodzące od deformacji w uzwojeniach. Jak można zauważyć poosiowe deformacje (D2, D3) wpływają głównie na zmianę tłumienia odpowiedzi częstotliwościowej. Skala tych deformacji nie była znaczna, przesunięcie dwóch górnych cewek uzwojenia GN zredukowało odstęp olejowy tylko o około 1 cm. Mimo to, tłumienie niektórych rezonansów zmieniło się nawet 10 dB (350 kHz, 700 kHz). Z powyższego wynika, że tego typu deformacje mogą być z łatwością wykryte za pomocą metody FRA ponieważ odpowiedź jest względnie czuła na zmiany konfiguracji uzwojenia, a jej charakter zgodny z symulacjami numerycznymi.



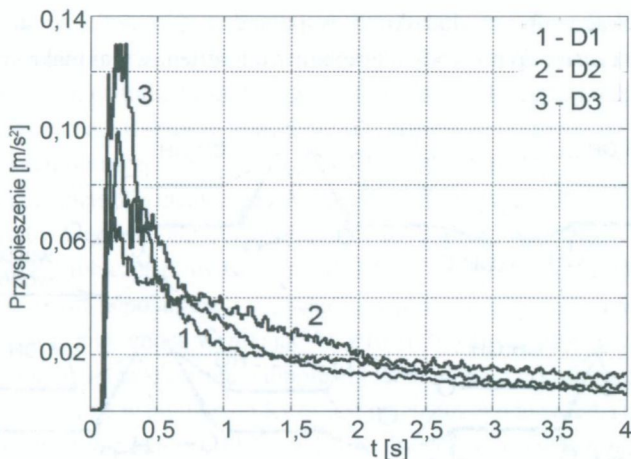
**Rys. 4.26.** Powiększony fragment charakterystyki odpowiedzi częstotliwościowej z widocznymi zmianami dla dwóch deformacji

Jednak, jak już wspomniano, na obecnym etapie rozwoju metody FRA nie jest możliwe rozwiązanie problemu odwrotnego, czyli określenie miejsca, skali a nawet rodzaju deformacji na podstawie pomiarów FRA. Co więcej, w przypadku wielu jednostek zaobserwować można tzw. cechy charakterystyczne konstrukcji, czyli widoczne różnice pomiędzy fazami w zakresie odpowiadającym deformacjom. W przypadku braku wcześniejszych pomiarów nie wiadomo czy zmiany te są wynikiem deformacji, czy też wynikają z pewnych cech konstrukcji. Tak więc uzupełnienie badań FRA o wyniki metody wibroakustycznej umożliwia dokonanie pełniejszej analizy.

### Analiza pomiarów wibroakustycznych

Pomiary wibroakustyczne testowanego transformatora z różnymi deformacjami wykonano montując akcelerometr na środku kadzi. Do analizy z wykorzystaniem algorytmu SMM (V-SSM) wzięto pod uwagę pierwsze dziesięć sekund sygnału zarejestrowanego po załączeniu transformatora na bieg jałowy. Na rysunku 4.27 przedstawiono proces stabilizacji przyspieszeń wibracji (obwiednię) ze zredukowanym wpływem magnetostrykcji.





**Rys. 4.27.** Charakterystyka stabilizacji drgań kadzi dla trzech deformacji w uzwojeniach

Stwierdzono, że obwiednia kształtu sygnału przyspieszeń wibracji zależna jest od wprowadzonych deformacji. Wraz z luzowaniem i deformowaniem uzwojenia (odpowiednio D1, D2, D3) zwiększała się amplituda wibracji oraz czas ich tłumienia w stanie nieustalonym. Zauważyć można, że po czasie ok. 1 s od momentu załączenia przyspieszenia wynoszą 0,022 m/s<sup>2</sup>, 0,032 m/s<sup>2</sup> i 0,040 m/s<sup>2</sup>, odpowiednio dla deformacji D1, D2 oraz D3. Jednak trzeba podkreślić, że pomimo redukcji wpływu zjawiska magnetostrykcji, w stanie nieustalonym wibrują zarówno uzwojenia, jak i rdzeń. Dlatego, w celu poprawy jakości diagnozy pomiar V-SSM powinien być uzupełniony badaniem FRA.

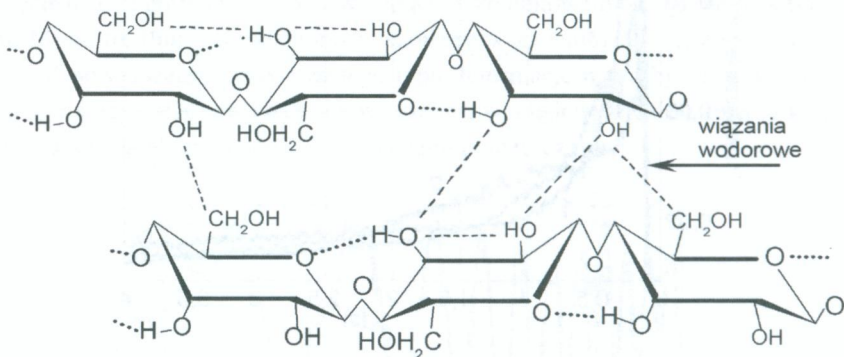
Przedstawiony przykład dowodzi, że obie metody są czułe na zmianę konfiguracji uzwojeń. Jednak biorąc pod uwagę przedstawione w p. 4.3.1 problemy z jednoznaczną interpretacją zmierzonych w warunkach eksploatacyjnych charakterystyk FRA, wykonanie pomiarów drgań w stanie nieustalonym wraz z późniejszą analizą V-SSM może być rozstrzygające przy diagnozie stanu mechanicznego uzwojeń i rdzenia.

#### **4.4. Identyfikacja zawartości wody oraz osadów w mocno zawilgoconej i zestarzonej izolacji papierowo-olejowej**

##### **4.4.1. Doświadczenia w pomiarze zawilgocenia mocno zawilgoconej i zestarzonej izolacji transformatorów energetycznych**

Połączenie papieru i oleju pozwala uzyskać bardzo dobre właściwości elektryczne układu przy zachowaniu dostatecznych parametrów mechanicznych i termicznych. Istotnym problemem eksploatacyjnym takiego układu izolacyjnego jest naturalna skłonność celulozy do

gromadzenia molekuł wody, co dodatkowo wspomagane jest przez występujące wiązania wodorowe między cząsteczkami wody a grupami wodorotlenowymi makromolekuł celulozy (rys. 4.28) [36].



Rys. 4.28. Struktura makromolekularna celulozy [36]

Zjawisko to znacznie pogarsza parametry izolacyjne. Ponadto, dodatkowo, pod wpływem temperatury, powietrza, pola elektrycznego, wyładowań niezupełnych itp., dochodzi do przyspieszonej degradacji celulozy i oleju. Stąd bardzo często w długo eksploatowanych transformatorach izolacja uzwojeń oraz inne elementy konstrukcyjno-izolacyjne pokryte są warstwą osadów (sadze, smoły, asfalty, mydła, siarczki) (rys. 4.29). Osłabiają one wytrzymałość elektryczną układu izolacyjnego. Mogą także inicjować mostkowy lub konwekcyjno-zaburzeniowy mechanizm przeskoku zupełnego w izolacji papierowo-olejowej. Ponadto powodują pogorszenie się wymiany ciepła, co skutkuje podwyższeniem temperatury pracy oraz ograniczeniem dopuszczalnego obciążenia roboczego.



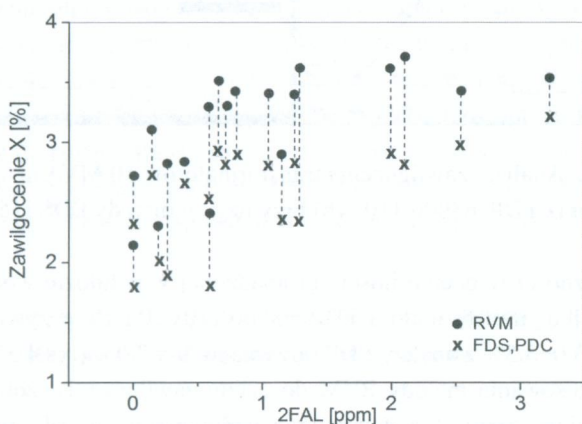
Rys. 4.29. Widok osadów na elementach stałych izolacji transformatorów



Dlatego przy kompleksowej ocenie stanu technicznego transformatorów oraz określaniu przewidywanego czasu życia prawidłowe oszacowanie zawilgocenia izolacji jest sprawą priorytetową. Wskazanie izolacji z dużą zawartością wody w której występują zaawansowane procesy starzeniowe ma zasadnicze znaczenie dla prowadzonej przez użytkownika polityki eksploatacyjnej i remontowej.

Używane obecnie metody szacowania zawilgocenia papierowo-olejowej izolacji transformatorów oparte są głównie na dielektrycznej odpowiedzi układu izolacyjnego w dziedzinie czasu (metody RVM, PDC) lub częstotliwości (metoda FDS), Twórcy tych metod założyli przy tym, że procesy polaryzacji i depolaryzacji w izolacji papierowo-olejowej są w zasadzie tożsame i można je analizować za pomocą wynikających z teorii fizyki ciała stałego klasycznych zależności opisujących liniowe zachowania o dipolowej naturze. Stąd podstawą metody i algorytmu wyznaczania zawilgocenia w pomiarach RVM jest mechanizm odpowiedzi dielektryka opisany równaniem Debye'a, a w metodzie FDS stosującej model X-Y izolacji uzupełniane jest ono o wzorcowe charakterystyki odpowiedzi dielektrycznej przespano o różnym zawilgoceniu.

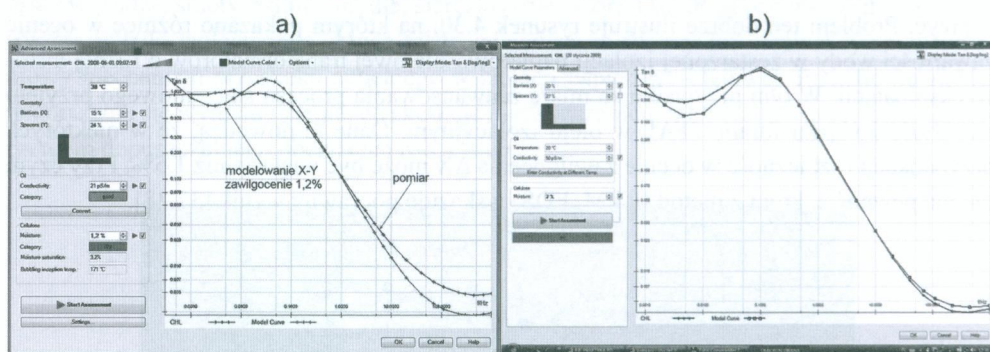
Doświadczenia praktyczne wykazują, że oparte o powyższe podstawy algorytmy szacowania zawilgocenia dają na ogół zadowalające wyniki w jednostkach z izolacją względnie jednorodną, nisko zawilgoconą oraz o słabo zaawansowanych procesach starzeniowych. Natomiast dla transformatorów z izolacją mocno zawilgoconą, zdegradowaną z wytrąconymi osadami oraz szlamami rozbieżność ocen według metod RVM i FDS jest zbyt duża. Obserwuje się przy tym, że pomiary RVM powodują na ogół przeszacowanie ilości wody zawartej w przespanie, podczas gdy metoda FDS w znaczący i nadmierny sposób może tę ilość zaniżyć. Problem ten dobrze ilustruje rysunek 4.30, na którym pokazano różnice w ocenie zawartości wody w zestarzonej izolacji papierowo-olejowej transformatorów o różnej historii eksploatacji. W tym przypadku za miarę zaawansowania procesu starzeniowego przyjęto zawartość związku furanu 2FAL w oleju izolacyjnym. Dane te dowodzą, że w niektórych przypadkach rozbieżność w ocenie zawilgocenia  $\Delta X$  może być większa niż 1,5%. Przy czym nie ma pewności, która z metod (RVM, FDS) wskazuje poprawny wynik [37,38].



**Rys. 4.30.** Zawilgocenie zestarzonej izolacji papierowo-olejowej wyznaczone różnymi metodami

Jako przykład można podać pomiary zawilgocenia metodą FDS dwóch transformatorów 110/15kV (rys.4.31). Pierwsza jednostka TR 10000/110 (nr 124916) była eksploatowana 37 lat w warunkach dużego średniego obciążenia rocznego. W drugiej (transformator TDR 63000/110x) badania oleju wykazały, że zawiera on 2,11 ppm 2FAL, co odpowiada 62 % degradacji celulozy ( $DP \approx 350$ ) oraz 1,51 ppm fenolu, co jest skutkiem niskotemperaturowego przegrzewania się m.in. elementów syconych żywicami. Ponadto fizykochemiczne właściwości oleju ( $N_v=0,10$  mgKOH/g,  $\rho_v=0,8$  GΩm,  $tg\delta=0,365$ ) wskazują na średnio zaawansowany etap zużycia według kryteriów Nynas IOM.

Na podstawie testu zawilgocenia izolacji metodą FDS w transformatorze TR 10000/110 oszacowano zawartość wody rzędu  $X = 1,1\%$  (rys.4.31.a), co biorąc pod uwagę historię jego pracy, jest wartością mało wiarygodną. Opinię tę wzmacnia przedstawiona na rysunku 4.31.a symulacja częstotliwościowej charakterystyki  $tg\delta$  z wykorzystaniem modelu X-Y izolacji, bowiem w znaczący sposób różni się ona od wartości zmierzonych. Rozbieżności te są największe w zakresie niskich częstotliwości, a zatem w obszarze w którym odpowiedź izolacji papierowo-olejowej zdeterminowana jest głównie przez zawartość wody w preszpanie. Jak się wydaje, efekt ten jest rezultatem nakładających się na siebie polaryzacji granicy faz oraz preszpanu, co powoduje „rozmycie się” obserwowanego zwykle wyraźnego ekstremum w zakresie ULF powodując błąd w ocenie zawilgocenia. Należy podkreślić, że wcześniejsze pomiary RVM oraz PDC wskazały na zawilgocenie izolacji rzędu  $X=3,4\div 3,7\%$ , które z uwagi na okres i warunki eksploatacji (praca w warunkach przeciążenia) jest bardziej prawdopodobne.



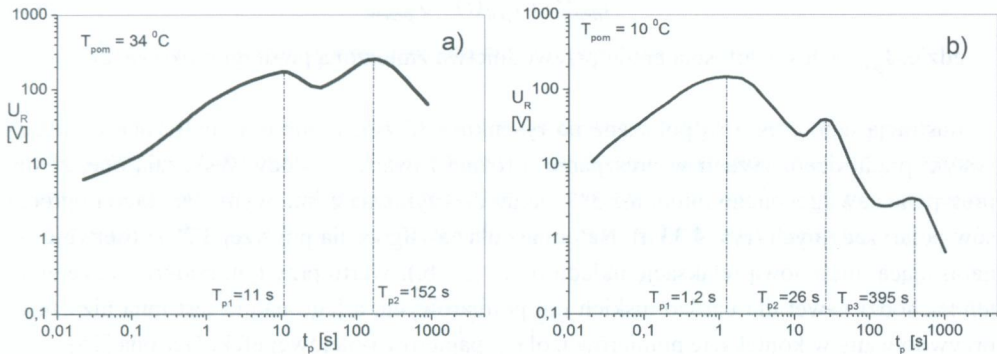
**Rys. 4.31.** Analiza zawilgocenia transformatorów 10 MVA nr 124916 (a) oraz TDR-63000/110x (b) przy użyciu metody FDS [15]

Podobne rozbieżności w ocenie ilości zgromadzonej w celulozie wody zaobserwowano również w przypadku transformatora TDR 63000/110x. Przy rzeczywistym zawilgoceniu izolacji rzędu  $X = 3,0\div 3,5\%$  z analizy FDS otrzymano  $X = 2,0\%$  (rys.4.31.b).

W przypadku stosowania metody RVM do oceny zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej również istnieje możliwość popełnienia nadmiernego, nie do zaakceptowania błędu. Praktyka diagnostyczna wskazuje, że w transformatorach charakteryzujących się silnie zawilgoconą, niejednorodną lub zużytą izolacją często rejestruje się krzywe napię-



cia powrotnego z dwoma a nawet trzema lokalnymi ekstremami (rys. 4.32) [39]. W takich przypadkach mamy do czynienia z dużymi trudnościami interpretacyjnymi. Bowiern możliwość oszacowania zawilgoceniem izolacji rzędu  $X=2,5\%$ , czy też rzędu  $X=1,3\%$ , jak to pokazano na rysunku 4.32.a, jest bardzo istotna dla oceny stanu technicznego transformatora oraz wyznaczenia perspektywy jego eksploatacji. Należy zaznaczyć, że podobnie jak poprzednio, właściwości fizykochemiczne oleju pobranego z kadzi tej jednostki wskazały na średniozaawansowane zesterzenie oleju ( $\text{tg}\delta=0,133$ ,  $N_v=0,22$  mgKOH/g,  $\rho_v=1,8$  G $\Omega$ m) [40]. Dodatkowo zdiagnozowano również w układzie izolacyjnym obecność znaczącego wysokotemperaturowego defektu cieplnego ( $700^\circ\text{C}$ ). Zespół tych właściwości pozwala przypuszczać, że w transformatorze TONR 16000/110 zachodzą procesy intensywne starzenia wraz z możliwością wytrącenia się osadów na powierzchni izolacji.



**Rys. 4.32.** Test RVM izolacji transformatorów:  
TONR 16000/110 nr 24670 (a) oraz TONTRb 16000/110 nr 2031 (b)

Z punktu widzenia diagnostyki oraz rzetelnej oceny zawilgocenia duża niepewność w szacowaniu zawilgocenia długotrwale eksploatowanych transformatorów o zesterzonej izolacji jest mało komfortowa. Bowiern może to skutkować błędnymi decyzjami dotyczącymi perspektywy eksploatacji lub zakresu remontu czy też modernizacji takich jednostek. Obserwowana w praktyce powszechność nadmiernych i nieakceptowalnych rozbieżności w szacowaniu zawilgocenia izolacji transformatorów z silnie zawilgoconą lub zesterzoną izolacją stwarza konieczność uzupełnienia testów RVM lub FDS inną metodą wykorzystującą odmienny proces fizyczny. Problem ten będzie omówiony w dalszej części rozdziału.

#### 4.4.2. Procesy dielektryczne w mocno zawilgoconej i zesterzonej izolacji papierowo-olejowej

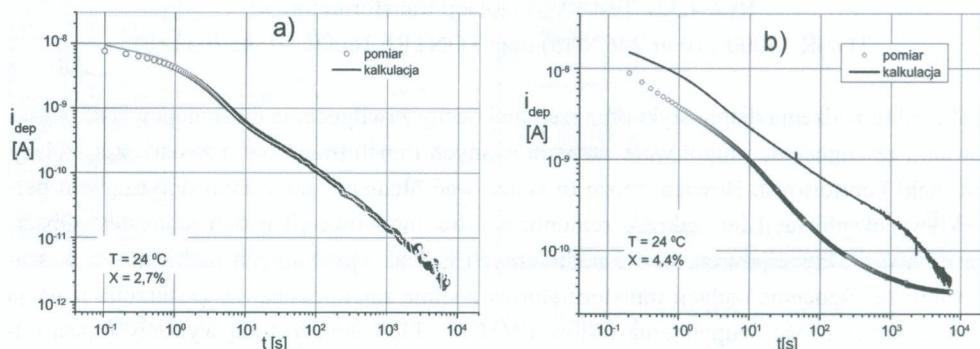
Jedną z przyczyn nieprawidłowej oceny rzeczywistej ilości wody zawartej w silnie zawilgoconych elementach stałych izolacji papierowo-olejowej jest coraz większy udział nieliniowych procesów dielektrycznych, które są podobne do tych, które występują w elektrolitach.

Bowiem woda, ze względu na swą dużą przenikalność elektryczną, jest doskonałym rozpuszczalnikiem wszelkich zanieczyszczeń jonowych i produktów starzenia. Ponadto zawarte w oleju jonowe produkty starzenia celulozy i oleju wykazują zdolność do migracji na odległości makroskopowe. Narastający, w miarę zaawansowania starzenia i zawilgocenia proces dyspersji „stałoprądowej” związany jest z transportem masy jonowej na odległości makroskopowe, a jego skutkiem jest trwałe rozdzielenie ładunku w objętości dielektryka [41,42]. W konsekwencji tego procesu powstaje nieskompensowany ładunek przestrzenny w pobliżu elektrod pomiarowych. W rezultacie odpowiedź dielektryka zarówno w dziedzinie częstotliwości jak i czasu będzie zależeć m.in. od biegunowości napięcia oraz czasu jego działania. W dielektryku, w którym zjawiska polaryzacyjne wykazują taką naturę z reguły nie jest spełniona zależność, że prąd polaryzacji jest sumą prądów przewodnictwa i depolaryzacji:

$$i_{dep}(t) \neq i_{pol}(t) - J_{przew} \quad (4.8)$$

gdzie:  $J_{przew}$  – jest wartością prądu przewodnictwa zmierzoną po długim okresie czasu.

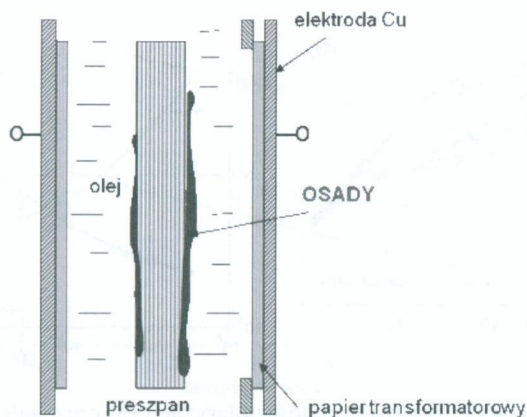
Ilustracją tego efektu są pokazane na rysunku 4.33 zmierzone oraz obliczone charakterystyki prądu depolaryzacji w preszpanie o różnej zawartości wody. Wskazują one, że dla preszpanu zawilgoconego mniej niż 3% mamy do czynienia z liniowym charakterem procesów polaryzacyjnych (rys. 4.33.a). Natomiast dla zawilgocenia powyżej 3,2% obserwuje się narastającą nieliniową relaksację układu (rys. 4.33.b). Warto przy tym podkreślić, że efekt ten zachodzi nawet dla bardzo niskich pól pomiarowych, a jego natura jest inna niż często przywoływany w kontekście pomiarów izolacji papierowo-olejowej efekt Gartona [15].



**Rys. 4.33.** Zmierzone oraz obliczone z równania (4.8) charakterystyki  $i_{dep}(t)$  preszpanu o zawilgoceniu 2,7 (a) oraz 4,4% (b) [15]

Osadzanie się produktów rozkładu oleju i celulozy na powierzchni elementów stałych izolacji papierowo-olejowej w trwały sposób zmienia morfologię izolacji (rys. 4.34). W zależności od stopnia zaawansowania procesu, na powierzchni celulozy tworzy się szklista, trudno rozpuszczalna warstwa, której rezystywność powierzchniowa zmienia się w granicach  $\rho_s \approx 10^7 \div 10^{11} \Omega$  [38,43].





Rys. 4.34. Niejednorodna struktura izolacji papierowo-olejowej z osadami

Jej morfologia oraz prawie półprzewodzące właściwości powodują, że procesy polaryzacyjne na granicy faz „papier-olej” w istotny sposób różnią się od zjawisk obserwowanych w izolacji jednorodnej. Przede wszystkim na granicy faz „osady-olej” oraz „osady-preszpan” powstaje duża relaksacja Maxwella-Wagnera, której stała czasowa określona jest zależnością:

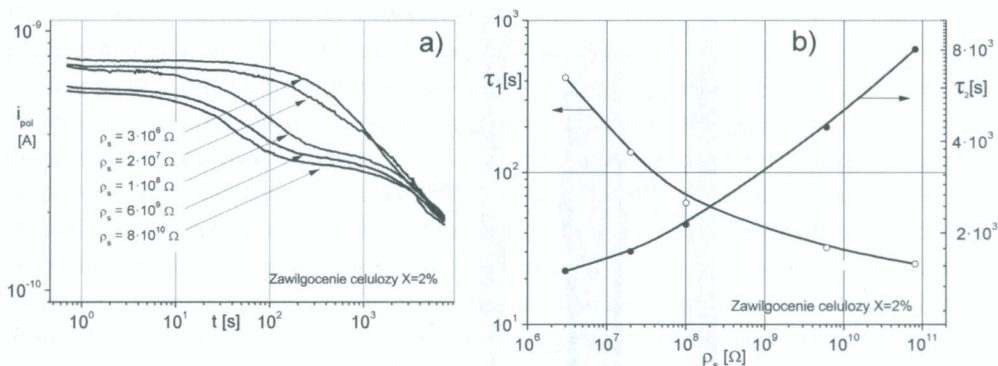
$$\tau = \frac{R_{os} \cdot R_1 \cdot (C_{os} + C_1)}{(R_{os} + R_1)} \quad (4.9)$$

gdzie:  $R_{os}$ ,  $R_1$ ,  $C_{os}$ ,  $C_1$  – odpowiednio rezystancja oraz pojemność warstwy osadów i oleju lub preszpanu,

Jednak ze względu na dużą różnicę między wartościami rezystancji warstw osadów i zestarzonego oleju lub papieru stała czasowa relaksacji na granicy faz może być przedstawiona w postaci zależności:

$$\tau = R_{os} \cdot (C_{os} + C_1) \quad (4.10)$$

Tak więc w przypadku izolacji papierowo-olejowej z osadami o parametrach relaksacji Maxwella-Wagnera praktycznie decydować będzie przewodnictwo osadów. Równocześnie z relaksacją Maxwella-Wagnera w interfacie obserwuje się makroskopową relaksację cząstek osadów, a także transport masy jonowej w zestarzonej warstwie oleju, którego odpowiedź dielektryczna charakterystyczna jest dla mechanizmu Jonschera o rozłożonych stałych czasowych. Procesy te ilustruje rysunek 4.35.a, na którym pokazano czasowe zależności prądu polaryzacji kanału olejowego z naniesioną na preszpan warstwą osadów o różnej rezystywności powierzchniowej. Z analizy odpowiedzi dielektrycznej wynika, że uogólniona stała czasowa  $\tau_l$  sumarycznej relaksacji granicy faz „papier-osady-olej” skraca się wraz ze wzrostem rezystywności powierzchniowej osadów  $\rho_s$  podczas gdy stała czasowa  $\tau_2$  charakteryzująca zachowanie makroskopowe i transport jonów wydłuża się (rys. 4.35.b).

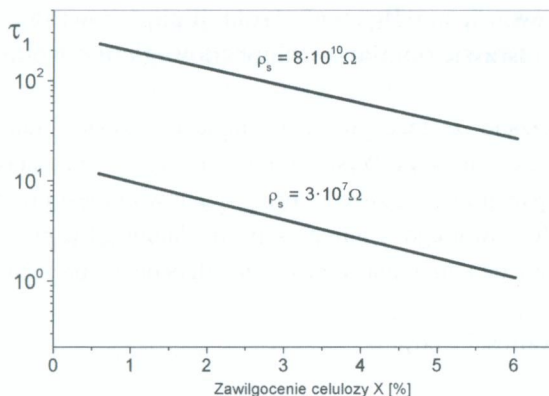


**Rys. 4.35.** Charakterystyki czasowe prądów polaryzacji (a) oraz stałe czasowe relaksacji (b) kanału olejowego dla różnej rezystywności powierzchniowej  $\rho_s$  osadów na celulozie [43,44]

Dla stosunkowo małej rezystywności powierzchniowej osadów  $\rho_s$  procesy te wyraźnie się do siebie zbliżają i osiągają wartości stałych czasowych rzędu kilkuset sekund. Natomiast dla dużych wartości rezystywności  $\rho_s$  są one wyraźnie rozdzielone. Ponadto, jak już wspomniano, dodatkowym skutkiem niskoczęstotliwościowych procesów dielektrycznych w kanale olejowym z obecnością osadów jest powstawanie trwałego niekompensowanego ładunku przestrzennego, który powoduje narastanie nieliniowego efektu odpowiedzi dielektrycznej. Zespół tych czynników powoduje, że w izolacji papierowo-olejowej z obecnością osadów procesy relaksacyjne są rozmyte i trudno identyfikowalne.

Zachowania dielektryczne w obszarze granicy faz „preszpan-osady-olej” zależą również od zawilgocenia preszpanu (rys. 4.36). Z jednej strony większe przewodnictwo osadów wydłuża stałą czasową procesu, a z drugiej strony granica faz z barierą o dużym zawilgoceniu relaksuje szybciej. W tym przypadku występują dwa konkurencyjne mechanizmy wynikające z polaryzacji Maxwella-Wagnera na granicy faz oraz polaryzacji makroskopowej samych zanieczyszczeń. W grubszej warstwie osadów o przewodnictwie charakterystycznym dla materiałów półprzewodzących ( $\rho_s < 10^8 \Omega$ ) dominującymi relaksacjami są transport masy jonowej oraz polaryzacja makroskopowa cząstek stałych zawartych zarówno w osadach jak i pochodzących z kanału olejowego. Proces ten przyspieszany jest przez transport cząstek wody przenikających z bariery do osadów.





**Rys. 4.36.** Zmiany stałej czasowej  $\tau_1$  od zawilgocenia bariery dla rezystywności powierzchniowej  $\rho_s$  osadów  $3 \cdot 10^7 [\Omega]$  oraz  $8 \cdot 10^{10} [\Omega]$  [44]

Natomiast dla cienkiej warstwy osadów, transport masy jonowej na duże odległości jest ograniczony, a proces sprowadzony jest do relaksacji makroskopowych cząstek. Zespół tych czynników powoduje, że w zależności od kombinacji zawilgocenia preszpanu oraz wartości rezystywności osadów dominuje jeden z wyżej wymienionych mechanizmów. W tym względzie decydującą rolę odgrywa zmiana właściwości osadów z izolacyjnych na półprzewodzące. W ostatnim przypadku wpływ dużego przewodnictwa osadów na sumaryczną relaksację jest znacząco większy od wpływu zawilgocenia preszpanu.

W konsekwencji tych zachowań w metodzie FDS obserwować się będzie deformację charakterystyki  $tg\delta = f(f)$  lub dodatkowe ekstrema w zakresie wyższych częstotliwości [43,45], co powoduje nadmierne błędy w oznaczaniu stopnia zawilgocenia izolacji i z reguły prowadzi do znaczącego jej niedoszacowania. Natomiast w teście RVM na charakterystyce  $V_R = f(t_c)$  mogą również powstawać dodatkowe ekstrema lub też przesunięcie się całej krzywej napięcia powrotnego  $V_R$  w zakres krótszych czasów, co z kolei skutkuje przeszacowaniem ilości wody w celulozie. Sumaryczny wpływ tych czynników powoduje, że w praktyce pomiarowej występują poważne problemy w szacowaniu zawilgocenia celulozy za pomocą standardowo używanych metod opartych o zjawiska polaryzacyjne (FDS, RVM).

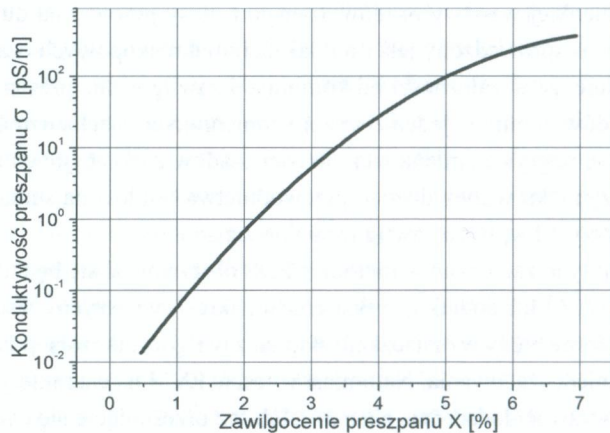
Natomiast osadzanie się szlamów i powstawanie przypowierzchniowej warstwy półprzewodzącej nie ma istotnego wpływu na stałoprądowe przewodnictwo celulozy zawartej w całym układzie izolacyjnym. Dlatego, w miarę narastania warstwy osadów powinno się notować coraz większe różnice w oszacowanej ilości wody w celulozie za pomocą metod RVM, FDS oraz z wykorzystaniem pomiaru stałoprądowego przewodnictwa preszpanu i papieru.

#### 4.4.3. Szacowanie zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej na podstawie pomiaru stałoprądowego przewodnictwa preszpanu

W pracy [15] wykazano, że rzeczywiste zawilgocenie izolacji transformatorów można z dużą wiarygodnością ocenić wykorzystując pomiary jej przewodnictwa stałoprądowego. W przypadku układu papierowo-olejowego, przewodnictwo to jest praktycznie zdeterminowane przez właściwości zawartego w nim preszpanu. Natomiast w pracy [14] wykazano, że stałoprądowe przewodnictwo impregnowanego i zawilgoconego preszpanu jest zależne tylko od dwóch czynników:

- procentowej zawartości wody,
- temperatury.

Wynika to faktu, że jego mechanizm polega na tunelowaniu elektronów pomiędzy studniami potencjału, które tworzą molekule wody. Doświadczalnie wyznaczony wpływ zawartości wody w impregnowanym preszpanie na jego przewodnictwo stałoprądowe pokazano na rysunku 4.37.



Rys. 4.37. Zależność konduktywności impregnowanego preszpanu  $\sigma$  od procentowej zawartości wody X [16]

Wynika z niego, że dla zawilgocenia preszpanu w zakresie  $X = 0,6 \div 6,4\%$  stałoprądowe przewodnictwo zmienia się o blisko 4 rzędy wielkości. Stąd jego duża wrażliwość na zmiany zawilgocenia może być wykorzystana do rozwiązania zagadnienia odwrotnego, jakim jest szacowanie zawartości wody w izolacji papierowo-olejowej. Należy przy tym podkreślić, że w tym celu wykorzystywany jest inny proces fizyczny niż w metodach FDS lub RVM. Tym samym możliwa jest eliminacja błędów związanych z nieliniowymi procesami relaksacyjnymi oraz transportem masy jonowej na odległości makroskopowe, które mają miejsce w zesterowanej izolacji papierowo-olejowej.

Konduktywność zawartych w izolacji transformatora elementów papierowych ( przede wszystkim bariery oraz izolacja zwojowa) można obliczyć na podstawie pomiarów rzeczywi-



stej rezystancji międzyuzwojeniowej  $R_{GN-DN}$  wykonanych metodą zmiennej polaryzacji [46]. W tym przypadku, prąd przewodnictwa izolacji można wyznaczyć na podstawie zmierzonych charakterystyk PDC posługując się zależnością (rys. 4.38):

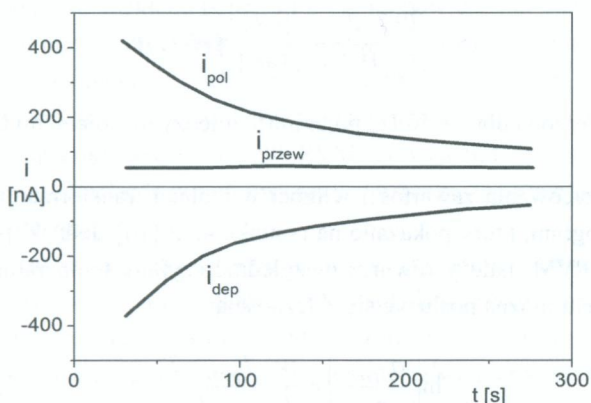
$$i_{przew}(t) = i_{pol}(t) + i_{dep}(t) \quad (4.11)$$

gdzie:  $i_{pol}(t)$ ,  $i_{dep}(t)$  – odpowiednio charakterystyki czasowe prądu polaryzacji i depolaryzacji.

Natomiast sumaryczną konduktywność preszpanu i papieru zawartego w układzie izolacji papierowo-olejowej można wyznaczyć z zależności [45]:

$$\sigma \approx \frac{\epsilon_0 \cdot (i_{pol}(t) + i_{dep}(t))}{U_{pol} \cdot C_0} \approx \frac{\epsilon_0 \cdot i_{przew}}{U_{pol} \cdot C_0} \quad (4.11)$$

gdzie:  $\sigma$  – konduktywność,  $U_{pol}$  – napięcie polaryzacji,  $\epsilon_0$  – przenikalność elektryczna próżni ( $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$  F/m),  $C_0$  – pojemność geometryczna między uzwojeniami GN-DN transformatora.



**Rys. 4.38.** Charakterystyki czasowe PDC izolacji transformatora oraz wyznaczonego ze wzoru (4.9) prądu przewodnictwa

Z kolei międzyuzwojeniową pojemność geometryczną  $C_0$  można obliczyć na dwa sposoby. Pierwszy polega na wykorzystaniu rysunków konstrukcyjnych transformatora [47]. W takim przypadku znajduje zastosowanie wzór na pojemność kondensatora cylindrycznego:

$$C_0 = \frac{2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot h}{\ln \frac{r_B}{r_A}} \quad (4.12)$$

gdzie:  $h$  – średnia wysokość uzwojenia,  $r_A$  i  $r_B$  – odpowiednio wewnętrzne i zewnętrzne promienie izolacji pomiędzy uzwojeniami GN i DN.

Drugim, prostszym w praktycznym stosowaniu rozwiązaniem, jest wykorzystanie standardowych pomiarów współczynnika strat dielektrycznych oraz pojemności uzwojeń, które zwykle wykonywane są przy częstotliwości  $f = 50$  Hz. W tym przypadku geometryczna pojemność uzwojeń może być obliczona jako iloraz zmierzonej pojemności między uzwojeniami  $C_{GN-DN}$  i rzeczywistej przenikalności elektrycznej kombinacji preszpanu i oleju określonej ze wzoru [48,49]:

$$\varepsilon_c = Y \cdot \varepsilon_{kp} + \frac{(1-Y) \cdot \varepsilon_{kp} \cdot \varepsilon_{ol}}{\varepsilon_{kp}(1-X) + \varepsilon_{ol} \cdot X} \quad (4.13)$$

gdzie:  $\varepsilon_{kp}$  i  $\varepsilon_{ol}$  – odpowiednio względne przenikalności preszpanu oraz oleju,  
 $X, Y$  – odpowiednio względna zawartość barier oraz przekładek w izolacji.

Przy założeniu, że względne przenikalności elektryczne impregnowanego preszpanu oraz oleju wynoszą odpowiednio  $\varepsilon_{kp} \approx 4,8 \div 5,1$ ;  $\varepsilon_{ol} = 2,2$  [50,51] oraz po uwzględnieniu średnich zawartości barier i przekładek można przyjąć, że zastępuje przenikalność elektryczna izolacji papierowo-olejowej wynosi około  $\varepsilon_c \approx 3,2 \div 3,4$ . Stąd konduktywność celulozy w transformatorze można obliczyć z przybliżonego wzoru:

$$\sigma \cong \frac{29,2 \cdot J_{przew} [nA]}{U_{pol} [V] \cdot C_{uz} [nF]} [pS/m] \quad (4.14)$$

gdzie:  $C_{uz}$  – zmierzona dla  $f = 50$  Hz pojemność między uzwojeniami GN a DN.

Podstawą do szacowania zawartości wilgoci w izolacji transformatora jest empirycznie wyznaczony nomogram, który pokazano na rysunku 4.22 [16]. Jednak, podobnie jak w metodach FDS oraz RVM, należy również uwzględnić czynnik temperatury izolacji podczas pomiaru. W tym celu można posłużyć się zależnością:

$$\ln \left( \frac{\sigma_{T_{pom}}}{\sigma_{T_0}} \right) = \frac{W}{k} \cdot \frac{T_{pom} - T_0}{T_0 \cdot T_{pom}} \quad (4.15)$$

gdzie:  $\sigma_{T_{pom}}$ ,  $\sigma_{T_0}$  – odpowiednio konduktywność w temperaturze pomiaru oraz odniesienia,  $W$  – energia aktywacji procesu [eV],  $k$  – stała Boltzmana.

Metodę szacowania zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej na podstawie pomiaru stałoprądowej konduktywności celulozy przetestowano na ponad 200. transformatorach energetycznych średnich i dużych mocy. Były to jednostki, w których izolacja była we względnej równowadze termodynamicznej stężenia wody w oleju i celulozie. Zatem można je można w przybliżeniu określić mianem „układu jednorodnego”. Doświadczenia z tych testów wskazały na dużą zgodność szacowania zwilgocenia na podstawie wszystkich metod. Wyznaczona średnia różnica między stopniem zawilgocenia izolacji uzyskanymi metodami RVM i PDC wynosiła  $\Delta X_{sr} = 0,2\%$ , a między metodami FDS i PDC wynosiła  $\Delta X_{sr} = 0,1\%$  [37,38].



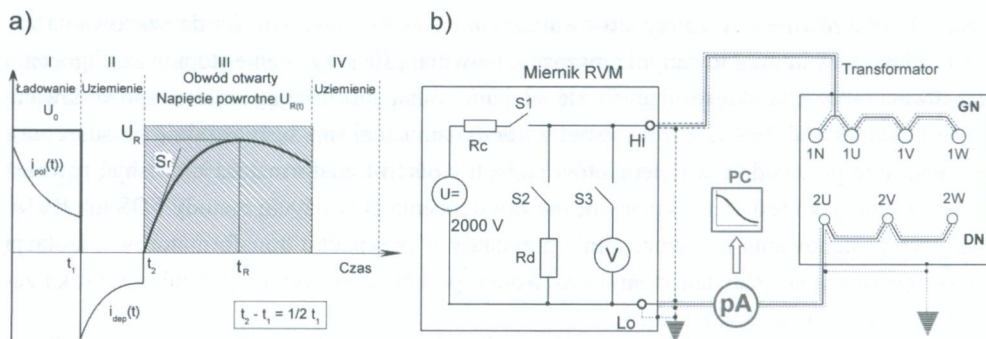
Pokazały one również, że zalety stosowania pomiarów konduktywności do szacowania zawartości wody w impregnowanym preszpanie ujawniają się przy ocenie stopnia zawilgocenia transformatorów charakteryzujących się niejednorodną morfologią izolacji spowodowaną jej zestarzeniem lub brakiem równowagi termodynamicznej (np. bezpośrednio po suszeniu). Wyznaczanie przewodnictwa elementów stałych izolacji transformatora może być również wykorzystane jako test weryfikujący ocenę zawilgocenia przy użyciu metody FDS lub RVM. Taki tryb postępowania jest szczególnie przydatny w przypadku transformatorów z izolacją charakteryzującą się zaawansowanym rozwojem procesów starzeniowych lub z wysoką zawartością wody w celulozie [16].

#### 4.4.4. Identyfikacja osadów w izolacji papierowo-olejowej

Znaczący, a w pewnych przypadkach dominujący wpływ osadów na odpowiedź dielektryczną w dziedzinie czasu (RVM) i częstotliwości (FDS) układu papierowo-olejowego i związane z nim rozbieżności w ocenie zawilgocenia mogą być wykorzystane do identyfikacji obecności produktów rozkładu papieru i oleju na powierzchni elementów stałych izolacji. Przy czym jako punkt odniesienia wykorzystuje się pomiar konduktywności celulozy i wyznaczone z niego zawilgocenie [16]. Bowiern obecne na powierzchni preszpanu i papieru osady w relatywnie mniejszym stopniu wpływają na wartość konduktywności w porównaniu do oddziaływania na charakterystyki FDS lub RVM. Co więcej, tworzona przez nie powłoka półprzewodząca tworzy elektrodę pomiarową przy założeniu, że pomiar odbywa się z zastosowaniem napięcia stałego.

Do identyfikacji osadów można wykorzystać skojarzony pomiar metodą „RVM-PDC”.

Standardowa procedura pomiaru w metodzie RVM składa się z czterech etapów (rys. 4.39.a). Najważniejszym dla określenia zawartości wody w izolacji jest etap III, w którym mierzy się maksymalną wartość napięcia powrotnego  $U_R$ . Natomiast dwa pierwsze etapy, są wstępnymi procedurami przygotowującymi pomiar  $U_R$ . Można je dodatkowo wykorzystać do wyznaczenia charakterystyk czasowych prądów polaryzacji i depolaryzacji, które są istotą metody oznaczania wody na podstawie przewodnictwa stałoprądowego (roz. 4.4.3). Dla realizacji tego zamierzenia wystarczy uzupełnić standardowy układ pomiaru RVM o dodatkowy mierznik prądu połączony z systemem akwizycji danych (rys. 4.39.b.).



Rys. 4.39. Zasada pomiaru RVM (a) oraz skojarzony pomiar RVM-PDC (b)

Modyfikacja ta nie zmienia procedury RVM, natomiast wymaga nowego podejścia do standardowej procedury i interpretacji metody opartej na pomiarze konduktywności celulozy. W klasycznym ujęciu przyjmuje się bowiem, że poprawny kształt funkcji relaksacji prądu depolaryzacji otrzymuje się, gdy  $t_{dep}/t_{pol} > 3$ . Natomiast w metodzie RVM sytuacja jest odwrotna, tzn. czas depolaryzacji jest dwukrotnie krótszy od czasu polaryzacji. Ponadto wydłużające się kolejne cykle ładowania i rozładowania w istotny sposób zmieniają naturę procesów relaksacyjnych w izolacji papierowo-olejowej, szczególnie w odniesieniu do wolnozmiennych relaksacji makroskopowych, które mogą wykazywać pewną nieliniowość ze względu na transport masy jonowej [37,43]. Stąd kształt prądu ładowania jest inny niż prądu rozładowania. Są to procesy analogiczne do zjawisk w elektrolitach stałych i ich roztworach, w których trudno jest oddzielić klasyczne wolnozmiennne relaksacje od przewodnictwa [41,52]. Przedstawione wyżej uwarunkowania powodują, że otrzymane w czasie pomiaru RVM charakterystyki PDC różnią się w stosunku do tych, które uzyskuje się według klasycznej procedury. Fakt ten należy uwzględnić na etapie wyznaczania wzorcowych zależności wpływu zawilgocenia na konduktywność impregnowanego preszpanu. Natomiast wykorzystując procedurę RVM prąd przewodnictwa układu izolacyjnego można wyznaczyć z zależności:

$$i_{przew}(t) = i_{pol500}(t) + i_{dep500} \quad (4.16)$$

gdzie:  $i_{pol500}, i_{dep500}$  – odpowiednio prąd ładowania i rozładowania po 500 sekundach w czasie pojedynczego cyklu RVM ładowania równego 1000 sekund

Do oznaczenia zawartości wody w celulozie można wykorzystać wartość średniej konduktywności  $\sigma$  celulozy zawartej w układzie izolacyjnym, którą można obliczyć ze wzoru:

$$\sigma = \frac{\epsilon_0 \cdot i_{przew}}{U_{pol} \cdot C_0} = 4,42 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{i_{przew}[nA]}{C_0[nF]} \quad [pS/m] \quad (4.17)$$

gdzie:  $\sigma$  – konduktywność,  $U_{pol}$  – napięcie polaryzacji ( $U_{pol} = 2000$  V),  $i_{przew}$  – prąd przewodnictwa,  $\epsilon_0$  – przenikalność dielektryczna próżni,  $C_0$  – pojemność geometryczna uzwojeń transformatora.



Skojarzony pomiar „RVM-PDC” stwarza możliwość szacowania zawilgocenia celulozy na podstawie dwóch różnych procesów elektrycznych (odpowiednio procesy polaryzacyjne i przewodnictwo). Praktyka wykazała, że taki sposób diagnozowania pozwala z większą wiarygodnością ocenić rzeczywiste zawilgocenie izolacji. W szczególności dotyczy to transformatorów, w których izolacja morfologicznie nie jest jednorodna lub z zawartością osadów. Na potrzeby tej metody został zbudowany we współpracy z firmą B&C Diagnostic przemysłowy miernik, który realizuje jednocześnie dwie funkcje: pomiaru RVM oraz pomiaru PDC i wyznaczenia prądu przewodnictwa celulozy (rys. 3.9).

Zastosowania metody „RVM-PDC” do identyfikacji szlamów i osadów można pokazać na dwóch przykładach pomiarów zawilgocenia transformatorów TONR 16000/110 nr 24670 oraz TDR 63000/110x. W przypadku TONR 16000/110 w teście RVM zaobserwowano dwie dominujące stałe czasowe, które wskazywały na zawilgocenie izolacji odpowiednio o wartości  $X=2,5\%$  oraz  $X=1,3\%$  (rys. 4.32.a). Natomiast z pomiaru konduktywności celulozy oszacowano zawartość wody w izolacji na około  $X \approx 1,7\%$  (rys. 4.38), co raczej skłania do przyjęcia rzeczywistego stopnia zawilgocenia rzędu  $X \approx 1,5 \div 1,7\%$ . Drugie, występujące w zakresie krótszych czasów, ekstremum na charakterystyce  $V_R = (t)$  jest rezultatem niejednorodnej morfologii izolacji papierowo-olejowej transformatora, która może być spowodowana m.in. istnieniem osadów. Potwierdzają to prezentowane w rozdziale 4.4.2. wyniki badań oleju. Ponadto z kwerendy historii badań wynika, że we wcześniejszych pomiarach liczba kwasowa oleju wynosiła nawet  $N_v = 0,32$  mgKOH/g. Należy przy tym zaznaczyć, że nagłe obniżenie się liczby kwasowej oleju z reguły jest interpretowane właśnie jako skutek osadzenia się osadów na elementach części aktywnej transformatora, gdyż w tym procesie następuje oczyszczanie się oleju z kwaśnych związków. Zespół tych właściwości pozwala z dużym prawdopodobieństwem przyjąć, że w transformatorze TONR 16000/110 nr 24670 przebiegają procesy intensywnego starzenia, którym towarzyszy wytrącanie się osadów na powierzchni izolacji.

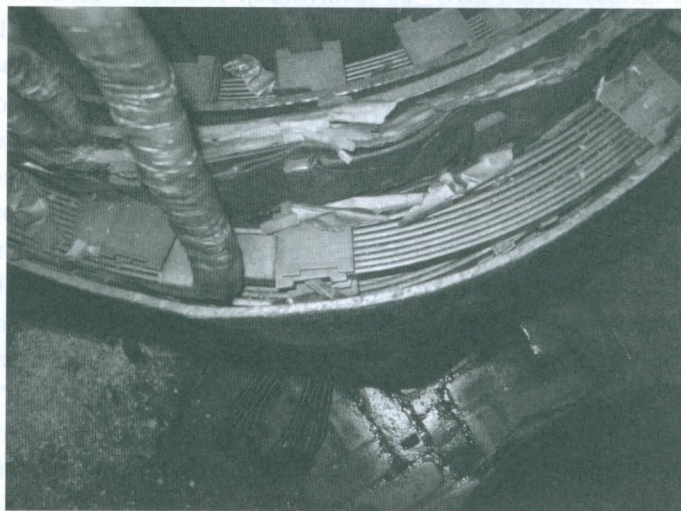
W drugim przypadku omawianego wcześniej transformatora TDR 63000/110x skojarzony pomiar „RVM-PDC” wskazał na zawilgocenie odpowiednio  $X = 3,7\%$  (RVM) oraz  $X = 2,8\%$  (PDC), a z przeprowadzonych w następnym roku pomiarów FDS otrzymano  $X = 2,0\%$  (rys. 4.31.b). Bardzo duże rozbieżności w oszacowaniu zawilgocenia izolacji przy pomocy metod polaryzacyjnych i pomiaru przewodnictwa celulozy ( $\Delta X = 1,7\%$ ) są niewątpliwie wynikiem trwałego braku jej jednorodności. Podobnie jak we wcześniejszym przykładzie, na podstawie analizy pomiarów zawilgocenia oraz fizykochemicznych właściwości oleju postawiono diagnozę o obecności osadów na powierzchni elementów stałych układu izolacyjnego.

Na rysunku 4.40 pokazano widok izolacji tego transformatora podczas rewizji wewnętrznej, która potwierdza wcześniej wyrażoną opinię na podstawie zespołu badań wilgotnościowo-olejowych. Stwierdzono bowiem istnienie jednolitej warstwy osadów na wszystkich elementach stałych izolacji. Na powierzchni izolacji zwojowej utworzyła się szklista, trudno rozpuszczalna warstwa. Pobrane próbki preszpanu z barier oraz z izolacji zwojowej

charakteryzowały się względnie małą rezystywnością skrośną i powierzchniową, które w zależności od miejsca poboru wynosiły odpowiednio:

- dla preszpanu:  $\rho_v \approx 10^{10} \Omega \cdot m$ ,  $\rho_s \approx 10^7 \Omega$ ;
- dla papieru z górnej warstwy izolacji:  $\rho_v \approx 10^8 \Omega \cdot m$ ,  $\rho_s \approx 10^7 \Omega$ .

Z powyższych wartości można wnioskować, że na powierzchni izolacji utworzyła się warstwa o prawie półprzewodzących właściwościach, które diametralnie zmieniły odpowiedź dielektryczną układu papierowo-olejowego zarówno w dziedzinie czasu jak i częstotliwości prowadząc do znacznych rozbieżności przy ocenie zawilgocenia.



**Rys. 4.40.** Transformator TDR-63000/110x. Widok osadów na elementach stałych izolacji

W podsumowaniu należy podkreślić, że właściwe interpretowanie pomiarów RVM i PDC mające na celu poprawę wiarygodności szacowania zawilgocenia oraz ewentualnej identyfikacji osadów wymaga uwzględnienia badań fizykochemicznych właściwości oleju. Niezbędne są przy tym wysokie kwalifikacje personelu z zakresu inżynierii wysokonapięciowej oraz dobrej znajomości historii eksploatacji transformatora. Bogate doświadczenia autorów w tym zakresie zostały przedstawione m.in. w [15,37,38].



## Literatura do rozdziału 4

- [1] Tanaka. T.: "Aging of Polymeric and Composite Insulating Materials. Aspects of Interfacial Performance in Aging", IEEE Trans. DEI, vol.9. No 5, (2002), pp.704-716.
- [2] Subocz J (red.): *Transformatory w Eksploatacji*, Wydawnictwo Energo-Complex, kwiecień 2007.
- [3] Sokolov V.: "Failure statistics. Transformer and bushings design review. Typical failure modes and failure causes. What can be learned from post mortem inspection", Fifth AVO New Zealand International Technical Conference, 2006.
- [4] Amit Kumar Mehta, R.N.Sharma, Sushil Chauhan and S. D. Agnihotri : "Study and diagnosis of the power transformer bushing insulation system", Pulsed Power Conference (PPC), 2011 IEEE , Chicago, 19-23 June 2011 , pp. 700 – 705.
- [5] Kaźmierski M., Szymański Z.: *Przyczynek do diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych transformatorów*, Międzynarodowa Konferencja Transformator 2009, s.99– 111.
- [6] IEC 60137: Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V.
- [7] IEEE Std C57.19.01: IEEE Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings.
- [8] Abdolali K.: „Effects of Moisture on Power Factor of Oil/Paper Insulation”, 2006 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp.81-88
- [9] J. Wańkiewicz, J. Bielecki, M. Szrot, J. Subocz, R. Malewski: "HV bushing failure in service, diagnostics and modelling of oil-type bushings", CIGRE Plenary Session, Paris, 22 – 27 August 2010, A2-104.
- [10] Subocz J., Zenker M., Mrozik A.: „Wpływ temperatury na odpowiedź dielektryczną przepustów transformatorowych wysokiego napięcia z izolacją stałą”, *Pomiary Automatyka Kontrola*, 4 (2011), 376-379.
- [11] Subocz J.: „Przewodnictwo i relaksacja dielektryczna warstwowych układów izolacyjnych”, Wydawnictwo ZUT, 2012.
- [12] Krüger M., Kraetge A., Koch M, Rethmeier K, Pütter M., Hulka L, Muhr M., Summereder C.: "New diagnostic tools for high voltage bushing" , Cigre, Vi Workspot – International Workshop on Power Transformers, Foz do Iguaçu, pr – 25 a 28 de abril de 2010.
- [13] Projekt NCBiR Nr R01 0044 06 „Ocena stanu technicznego kondensatorowych przepustów wysokiego napięcia”, *Sprawozdanie z wykonania zadań za rok 2010*, Szczecin 2010.
- [14] Zhukowski P, Kołtunowicz P, Gutten M., Sebok M., Jan Subocz J.,Szrot M.: „Oszacowanie zawartości wilgoci w impregnowanym olejem izolacyjnym przezspanie na podstawie pomiarów konduktywności stałoprądowej”, *PAK*, vol.59, Nr 2, (2013), s. 137-141.

- [15] Szrot M.: "Ocena zawilgocenia transformatorów energetycznych z niejednorodną lub zestarzoną izolacją papierowo-olejową", Rozprawa doktorska, ZUT, Szczecin, 2010
- [16] Sposób oznaczania zawartości wilgoci w elementach stałych układu izolacji ciekło-stałych transformatorów energetycznych, Zgłoszenie UP RP nr P.395970.
- [17] Emirsajłow Z., Subocz J.: „Modelowanie rozkładu temperatury w przepięści WN”, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 11b, 2010, s.154-157.
- [18] Emirsajłow Z. Subocz J.: "Identyfikacja parametrów izolacji przepustu typu RIP z wykorzystaniem modelu matematycznego rozkładu temperatury", Przegląd Elektrotechniczny, Nr 11b, 2011.
- [19] Mroziak A., Zenker M.: „Wpływ starzenia termicznego w warunkach eksploatacyjnych na odpowiedź dielektryczną przepustu typu RBP”, PAK vol59, Nr 2, (2013), s.161-163.
- [20] Mroziak A., Subocz J.: „Ocena izolacji przepustów RBP starzonych w warunkach eksploatacyjnych”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa „Transformator 2013”, Gdańsk, 5-7 czerwiec, (2013), s.13/1-13/8.
- [21] Власов А.Б.: „Диагностическая модель тепловизионного контроля высоковольтных вводов”, Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования – ред. А.И. Таджибаева, Выпуск 27, Санкт–Петербург, (2005), с. 41-54.
- [22] Projekt NCBiR Nr R01 0044 06 „Ocena stanu technicznego kondensatorowych przepustów wysokiego napięcia”, Sprawozdanie merytoryczne z realizacji projektu, Szczecin 2012.
- [23] Szargut J. (red.): Modelowanie numeryczne pól temperatury, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1992.
- [24] "Assessment of the Condition of High Voltage Bushings", Omicron Workshop – Diagnosemessungen an Leistungstransformatoren, <http://www.adimarco.com.br>
- [25] Borucki S.: Diagnostic of transformer cores by use of vibroacoustic methods, Opole, Poland (2012).
- [26] Norma IEC 60076-18: Power transformers – Part 18: Measurement of frequency response.
- [27] Banaszak Sz.: Detekcja deformacji uzwojeń transformatorów metodą analizy odpowiedzi częstotliwościowej FRA, X Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć IW-2010, Będlewo, czerwiec 2010, Przegląd Elektrotechniczny 11b'2010, ISSN 0033-2097, s. 174-177.
- [28] Banaszak Sz., Szrot M.: Pomiary odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń transformatora w warunkach kontrolowanej deformacji, IX Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć IW-2008, Będlewo, czerwiec 2008, Przegląd Elektrotechniczny 10/2008, s. 128-131.
- [29] Banaszak Sz.: Praktyczne aspekty diagnostyki odkształceń uzwojeń transformatorów metodą analizy ich odpowiedzi częstotliwościowej (FRA), Pomiary Automatyka Kontrola nr 10/2008, vol. 54, str. 720-722.
- [30] Tenbohlen S., Wimmer R., Feser K., Kraetge A., Krüger ., Christian J.: The influence of connection and grounding technique on the repeatability of FRA-results, XVth



International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, August 2007, Paper T7-522.

- [31] Diagnostics of transformers' technical condition. Principles of tests and assessment criteria (in Polish). Report of Energopomiar Company, Gliwice, Poland (1983).
- [32] Shenghang J., Yongfen I., Yanming L.: Research on extraction technique of transformer core fundamental frequency vibration based on OLCM. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No 4, 1981-1988 (2006).
- [33] Kornatowski E.: Time-frequency vibration analysis of the transformer construction, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), no. 11b, 268-271(2012).
- [34] Halinka A., Szewczyk M., Rzepka P., Szablicki M.: Overvoltage protection operation in transient states during switching on MV transformers without load (in Polish), Elektroinfo, nr 3, 24-27 (2010).
- [35] Czyżewski A.: Digital sound. Chosen theoretical problems, technology, applications (in Polish), EXIT, Warszawa, Poland (1998).
- [36] [www.chemia.dami.pl](http://www.chemia.dami.pl), zasoby internetowe w dniu 15.06.2013.
- [37] Szrot. M., Subocz J.: „Procesy dielektryczne w preszpanie o dużym zawilgoceniu”, Przegląd Elektrotechniczny, rok LXXXVI, Nr11b,(2010), s.146-149.
- [38] Szrot. M., Subocz J.: „Szacowanie zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej o zaawansowanym procesie starzenia” Przegląd Elektrotechniczny, rok LXXXVI, Nr11b, (2010), s. 170-173.
- [39] Csepes G., Kispal I.: “Interpretacja wyników pomiarów metodą RVM stanu zesterzenia i zawilgocenia transformatorów w eksploatacji i po wirowaniu”, Energetyka, Zeszyt Tematyczny Nr 6, (2005), s. 41-45.
- [40] ANALYSIS REPORT nr P1003338-00, Nynas, Nynäshamn, 2008-01-30.
- [41] Bogusz. W., Krok. F.: Elektrolity stałe. Właściwości elektryczne i sposoby ich pomiaru, WNT Warszawa, 1995.
- [42] Yamano.Y., Tsukui.T.: “Increase in Capacitance and  $\tan\delta$  between Conductors on Printed Circuit Board at Low Frequency Due to Ionic Migration”, IEEE Trans. DEI, vol.7, No 3, (2000), pp.366-372.
- [43] Zenker M.: Odpowiedź dielektryczna modelu kanału olejowego transformatora z osadami na celulozie, Energetyka, VI, (2009), s. 377-380.
- [44] Setayeshmehr A., Fofana I., Eichler C., at all: „Dielectric Spectroscopic Measurements on Transformer Oil-paper Insulation under Controlled Laboratory Conditions“, IEEE Trans. Dielect. Electr. Insul., (2008), Vol. 15, No. 4; pp.1100-1111.
- [45] Dahlund M.: “Copper Sulphide in Transformer Insulation – status report September 2007”, CIGRE SC A2 & D1-01 Brugge Symposium 2007, Tutorial.
- [46] Lisowski M.: „Pomiary rezystywności i przenikalności elektrycznej dielektryków stałych”, Oficyna Wydawnicza PWR, Wrocław, 2004.
- [47] Gäfvert U., Frimpong G., and Fuhr J., “Modeling of dielectric measurements on power transformers,” in Proc. Int. Conf. Large High Voltage Elect. Syst. Session Papers. Paris, France, 1998. pp.15-103.

- [48] Gubański S., Boss P., Cepes G., Der Houhanessian V., Filippini J. at all: "Dielectric Response Methods for Diagnostics on Power Transformers", Cigre Task Force 15.01.09, Electra, No. 202, (2002), pp.25-35
- [49] Gubański S., Boss P., Csepes G., Der Houhanessian V., Filippini J. at all: "Dielectric Response Methods for Diagnostics on Power Transformers", Cigre Task Force D1.01.09, Electra, No. 215, (2004), pp.83
- [50] Centurioni L. and Coletti G., "Transformer Insulation", Wileys Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering online, 2000
- [51] Graczkowski A., Gielniak J., Morańda H., i inni: „Metoda wyznaczania zawilgoczenia izolacji celulozowej transformatora wykorzystująca analizę odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości”, Energetyka, Zeszyt Tematyczny Nr XI, (2007), str. 13-18
- [52] Subocz J.: „Ekspluatacyjne pomiary PDC w izolacji transformatorów”, Przegląd Elektrotechniczny, Konferencje, rok 3, (2005), s.261-264



## Rozdział 5

# TRAFOGRADE – OCENA RANGI TRANSFORMATORÓW W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

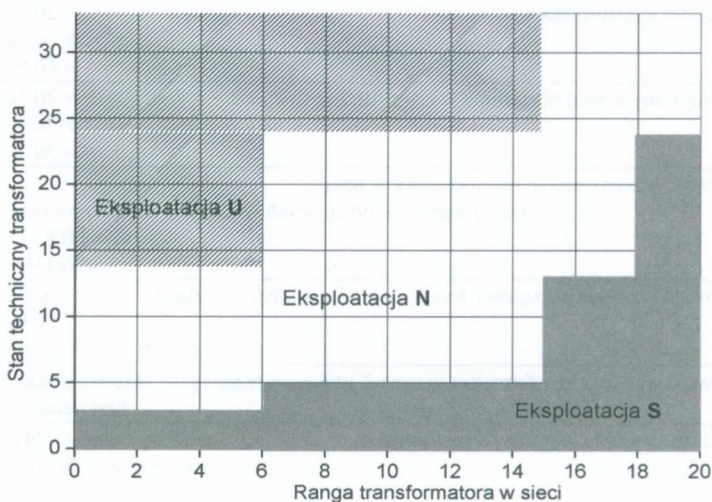
Elastyczna eksploatacja i diagnostyka transformatorów powinna być uzależniona od rangi, którą pełnią one w systemie elektroenergetycznym. Generalnie rzecz ujmując, transformatory zainstalowane w newralgicznych punktach sieci, w których awaria powoduje duże komplikacje sieciowe i straty finansowe powinny być serwisowane ze szczególną starannością. Natomiast, gdy skutki nagłego, nieprzewidywanego odstawienia jednostki spod napięcia nie są zbyt dotkliwe możliwe jest serwisowanie np. nawet w trybie CM. Takie elastyczne podejście do obsługi sprzyja optymalizacji kosztów przy zachowaniu akceptowalnego stanu technicznego (Rozdział 2).

**Tablica 5.1.** Kryteria oceny rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym

L.p.	Kryterium	Pkt	
1	Moc transformatora	10÷16 MVA	1
		25÷32 MVA	2
		> 40 MVA	3
2	Charakter odbiorcy	mało ważny	1
		ważny	2
		bardzo ważny	3
3	Obciążenie transformatora	< 20 %	1
		20÷60 %	2
		> 60 %	3
4	Przewidywany wzrost obciążenia w ciągu 10. Lat	< 20 %	0
		20÷30 %	1
		> 30 %	2
5	Możliwość rezerwowania transformatora w stacji 3 i więcej jednostek pracujących w układzie szyn zbiorczych	układ H4, H5	0
		układ H3,	1
			2
6	Możliwość przejścia obciążenia przez pozostałe jednostki w stacji	100 %	0
		> 30 %	1
		> 20 %	2
7	Możliwość wymiany transformatora w ramach istniejącej rezerwy	rezerwa istnieje	0
		brak rezerwy	1
8	Techniczne warunki wymiany transformatora	czas wymiany do 24 h	0
		czas wymiany 24÷48 h	1
		czas wymiany powyżej 48 h	2
9	Możliwość rezerwowania transformatora po stronie SN	100 %	0
		> 50 %	1
		> 20 %	2

Przy ocenie rangi transformatora dużym wyzwaniem i problemem jest dobór zestawu deskryptorów tworzących ocenę końcową. Kierując się polskimi uwarunkowaniami sieciowymi tzn. topologią sieci WN i SN, najczęściej spotykanymi układami głównych punktów zasilających (GPZ) oraz ich położeniem, a także warunkami zaplecza technicznego i magazynowego spółek dystrybucyjnych opracowano zestaw 9 charakterystycznych cech, które opisują rangę transformatorów (tabl. 5.1). Analogicznie jak przy ocenie stanu technicznego, przypisano je do odpowiedniej liczby punktów oraz uwzględniono ich wpływ na rangę. W rezultacie, po podsumowaniu, transformator może otrzymać maksymalnie 20 punktów. Jednostka kwalifikowana jest do rangi „strategicznej”, gdy otrzyma od 15 do 20 punktów. Status rangi „ważny” otrzymuje transformator, który zgromadził od 6 do 15 punktów. Natomiast do transformatorów o randze „mało ważny” w sieci zaliczone są te, które otrzymały mniej niż 6 punktów. W szczególnych przypadkach przypisanie jednostki do określonej grupy może nastąpić w trybie decyzji arbitralnej. Jednak przyjęto, że możliwy jest awans jednostki tylko o jeden stopień, tzn. z grupy „mało ważny” do grupy „ważny” lub z grupy „ważny” do „strategiczny”.

Do wyznaczenia rangi transformatora konieczne są informacje, które należą do właściciela jednostek. Najwięcej problemów w tym względzie stwarza określenie charakteru odbiorcy. Wymaga ono szczegółowej analizy konfiguracji pracy sieci elektroenergetycznej zarówno po stronie WN jak i SN oraz statystycznego pogrupowania odbiorców, które pozwoli na zdefiniowanie dominującego typu odbiorcy. Można ogólnie przyjąć, że sieć z przewagą odbiorców komunalnych będzie przypisana do grupy odbiorców „mało ważnych”. Sieć z dominującym charakterem odbiorców użyteczności publicznej oraz podmiotów gospodarczych powinna być określana jako „ważna”. Natomiast odbiorcy, którzy wymagają zasilania dwustronnego z różnych GPZ lub pracujący w ruchu ciągłym powinni mieć status „bardzo ważnych”.



Rys. 5.1. Grupy eksploatacyjne transformatorów



Na potrzeby planowania obsługi ogólny stan techniczny transformatorów można powiązać z ich rangą w systemie elektroenergetycznym. Zabieg taki pozwala dokonać podziału określonej populacji na trzy zasadnicze grupy eksploatacyjne (rys. 5.1):

- transformatory o eksploatacji uproszczonej (U),
- transformatory o eksploatacji normalnej (N),
- transformatory o eksploatacji pod szczególnym nadzorem (S).

Jak łatwo zauważyć, do pierwszej grupy (U) zaliczono jednostki wyróżniające się dwiema cechami: są to transformatory o bardzo dobrej kondycji technicznej, bądź też ich znaczenie w systemie elektroenergetycznym jest niewielkie. W takich przypadkach bieżący serwis mógłby ograniczyć się jedynie do okresowych oględzin połączonych z analizą DGA oleju. Z drugiej strony do grupy „specjalnej troski” włączono jednostki pełniące strategiczną rolę w systemie lub też o miernym stanie technicznym. W tym ostatnim przypadku zasady eksploatacji powinny być formułowane indywidualnie dla każdego transformatora.

Podział transformatorów na określone grupy eksploatacyjne stwarza możliwość uzyskania znacznych oszczędności finansowych nawet poprzez stosunkowo proste zabiegi organizacyjne. Wystarczy np. zamiana miejsc zainstalowania dwóch transformatorów o różnym stanie technicznym aby ograniczyć serwisowanie jednego z nich do okresowego wykonywania analizy DGA oleju oraz bieżących oględzin. Problematyka efektywnego zarządzania populacją będzie omawiana w rozdziale 6.

The first part of the paper discusses the importance of the...  
The second part of the paper discusses the importance of the...  
The third part of the paper discusses the importance of the...

The fourth part of the paper discusses the importance of the...  
The fifth part of the paper discusses the importance of the...  
The sixth part of the paper discusses the importance of the...

The seventh part of the paper discusses the importance of the...  
The eighth part of the paper discusses the importance of the...  
The ninth part of the paper discusses the importance of the...

The tenth part of the paper discusses the importance of the...  
The eleventh part of the paper discusses the importance of the...  
The twelfth part of the paper discusses the importance of the...

The thirteenth part of the paper discusses the importance of the...  
The fourteenth part of the paper discusses the importance of the...  
The fifteenth part of the paper discusses the importance of the...

The sixteenth part of the paper discusses the importance of the...  
The seventeenth part of the paper discusses the importance of the...  
The eighteenth part of the paper discusses the importance of the...

The nineteenth part of the paper discusses the importance of the...  
The twentieth part of the paper discusses the importance of the...  
The twenty-first part of the paper discusses the importance of the...

The twenty-second part of the paper discusses the importance of the...  
The twenty-third part of the paper discusses the importance of the...  
The twenty-fourth part of the paper discusses the importance of the...

The twenty-fifth part of the paper discusses the importance of the...  
The twenty-sixth part of the paper discusses the importance of the...  
The twenty-seventh part of the paper discusses the importance of the...



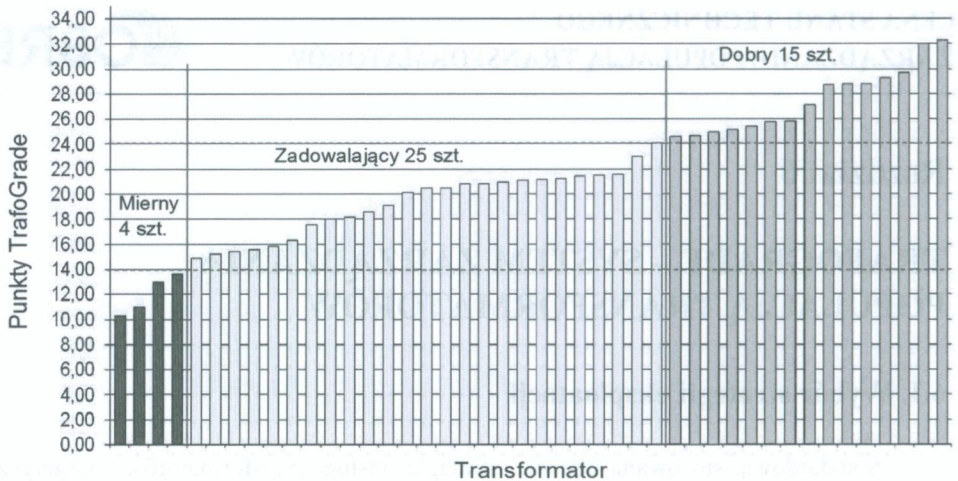
## Rozdział 6

# TRAFOGRADE – SYSTEM ZARZĄDZANIA POPULACJĄ TRANSFORMATORÓW

### 6.1. Wybór strategii eksploatacji

Standardową, stosowaną obecnie, strategią obsługi transformatorów energetycznych jest eksploatacja w systemie TBM. Wyniki przeglądów i pomiarów najczęściej zawarte są w kilku protokołach, które zawierają dane cząstkowe. Sporym problemem dla właściciela jednostki jest wykonanie zbiorczej analizy technicznej danych oraz postawienie odpowiednich wniosków. Ponadto ograniczają się one zwykle do oceny pojedynczej jednostki. Istotną wadą takiego sposobu eksploatacji, zwłaszcza w przypadku dużej populacji jednostek, jest brak obiektywnego rankingu. Najczęściej porównanie stanu technicznego odbywa się intuicyjnie. W konsekwencji, nie jest możliwy wybór bardziej elastycznej i optymalnej ekonomicznie strategii eksploatacji. Stąd koniecznością staje się obsługa TBM.

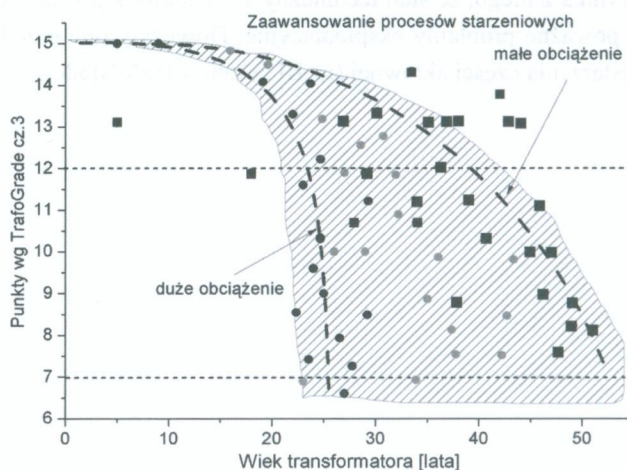
Integracja wszystkich danych pomiarowych w systemie komputerowym oraz wprowadzenie punktowej skali ocen ułatwia analizę wyników oraz stwarza możliwość opracowania rankingu transformatorów ze względu na stan techniczny. Na rysunku 6.1. przedstawiono przykładowy ranking 44 transformatorów 110/15 kV eksploatowanych przez wybraną Spółkę Dystrybucyjną. Wynika z niego, że stan techniczny 15. jednostek jest dobry, a tylko w czterech stwierdzono poważne problemy eksploatacyjne. Dotyczyły one przede wszystkim zaawansowanego zesterzenia części aktywnej (cz.III systemu TrafoGrade).



**Rys. 6.1.** Ocena stanu technicznego populacji 44 transformatorów według systemu TrafoGrade

Dane te wskazują, że eksploator w ciągu niedługiego czasu powinien się liczyć z koniecznością wymiany lub generalnego remontu co najmniej czterech jednostek.

Doświadczenia oraz dane zgromadzone przez Energo-Complex wskazują bowiem, że w zależności od obciążenia tempo narastania procesów starzeniowych i pogarszania się kondycji jednostek może być bardzo szybkie (rys. 6.2). Dla transformatorów obciążonych powyżej 60%  $S_n$  wystarczy tylko kilka lat, aby jednostka z objawami początkowego etapu starzenia została całkowicie zdegradowana. Jak wynika z rysunku 6.2 okres ten może być krótszy od przewidzianego w instrukcjach eksploatacji czasookresu przeglądu zgodnie ze strategią TBM.



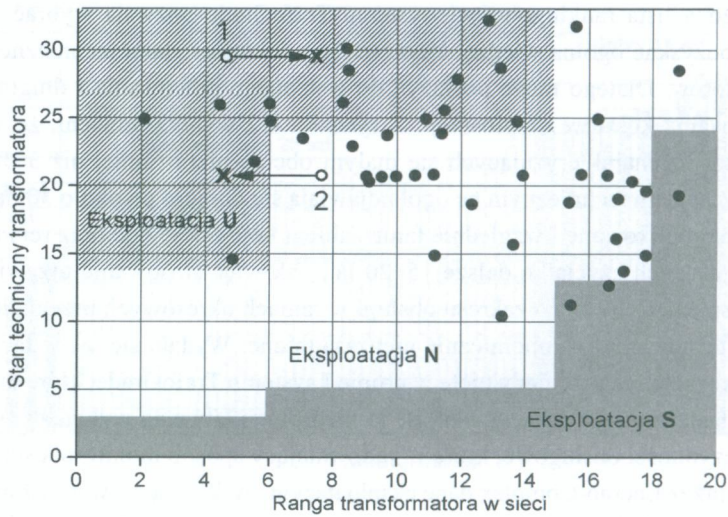
**Rys. 6.2.** Wpływ okresu eksploatacji oraz obciążenia na kinetykę starzenia transformatorów



Wyznaczona lista rankingowa wg systemu TrafoGrade pozwala wybrać strategię obsługi oraz pozyskać ogólną wiedzę dotyczącą trendu zmian stanu technicznego populacji transformatorów. Dlatego może posłużyć do wstępnego szacowania i długoterminowego optymalizowania kosztów eksploatacji. Z rysunku 6.2 wynika bowiem, że w przypadku transformatorów charakteryzujących się małym obciążeniem (mniej niż 30%  $S_n$ ) istotne problemy ze stanem technicznym na ogół pojawiają się dopiero po około 30. latach eksploatacji. Nieskomplikowane i względnie tanie zabiegi konserwacyjne oraz remontowe mogą przedłużyć czas ich „życia” o dalsze 15÷20 lat. Tak więc stosowanie przewidzianego instrukcją eksploatacji pełnego zakresu obsługi w ramach okresowych przeglądów (strategia TBM) jest technicznie i ekonomicznie nieuzasadnione. Wydaje się, że w takich przypadkach wystarczające są przeglądy ujęte w grupie I systemu TrafoGrade, które mogą być uzupełnione o badania oleju izolacyjnego. Są to niedrogie i łatwe do wykonania w warunkach polowych czynności obsługowe, które w zadowalający sposób monitorują stan techniczny.

Zebrane przez Energo-Complex dane eksploatacyjne wskazują, że w transformatorach obciążonych powyżej 60%  $S_n$  pierwsze objawy przyspieszenia procesów starzeniowych występują już po około 20. latach eksploatacji w systemie TBM. Dalsze utrzymanie tej strategii eksploatacji powoduje, że po następnych 5÷7 latach jednostki te będą wymagały kapitalnego remontu lub wycofania ze służby. Z powyższego wynika konieczność podjęcia decyzji o dalszym losie transformatora na przestrzeni 2÷3 lat. Stosowanie w takich przypadkach strategii obsługi opartej o okresowe przeglądy (np. co 5 lat) może okazać się pod względem ekonomicznym mało efektywne, ponieważ istnieje duże prawdopodobieństwo, że po kolejnym przeglądzie stopień zużycia transformatora będzie znaczny, a jego stan techniczny mierny. Dlatego w takich przypadkach należałoby raczej stosować obsługę według RCM ze stosowaniem zaawansowanych metod pomiarowych według grupy III TrafoGrade oraz z uwzględnieniem perspektywy eksploatacji.

Podobny sposób podejścia do eksploatacji powinien dotyczyć również transformatorów o miernym stanie technicznym (poniżej 14 pkt. wg TrafoGrade). Ocena 15 parametrów, a zwłaszcza tych niewrażliwych dla niezawodnej pracy, które są ujętych w grupie III, oraz uwzględnienie historii i warunków eksploatacji daje podstawy do opracowania indywidualnej instrukcji eksploatacji. Należy podkreślić, że dane te są również niezbędne do szacowania kosztów związanych z ewentualnym remontem.



Rys. 6.3. Wyznaczenie strategii eksploatacji populacji 44 transformatorów

Jak to omówiono w rozdziale 5, bardziej zaawansowana strategia obsługi populacji transformatorów powinna uwzględniać również ich rangę w systemie elektroenergetycznym. Jest to podyktowane techniczno-ekonomicznymi skutkami ewentualnej awarii katastrofalnej. Zazwyczaj obejmuje ona zasięgiem pole wysokiego oraz średniego napięcia, co znacznie zwiększa koszty rewitalizacji. Przykładowo, wg danych jednej ze spółek dystrybucyjnych, usunięcie skutków awarii transformatora o mocy 25 MVA, w wyniku której uległo zniszczeniu pole średniego i wysokiego napięcia, kosztowało około 6,5 mln zł. Zatem był on kilkukrotnie wyższy od kosztów kompleksowego remontu jednostki tego typu. Całkowity koszt ciągniony może być jednak znacznie wyższy. Należy bowiem uwzględnić jeszcze utratę zysku z tytułu niesprzedanej energii oraz, co istotniejsze, ewentualne roszczenia odbiorców będące pochodną poniesionych strat produkcyjnych lub innych szkód. Ten ostatni składnik jest coraz częściej podnoszony przez odbiorców w związku z zakłóceniami dostawy energii i może być istotnym składnikiem całego kosztu ciągnionego. Dobrą ilustracją tego problemu są awarie katastrofalne transformatorów blokowych i związane z tym przerwanie dostawy zakontraktowanej energii dla Operatora Sieci.

Całkowity koszt awarii wiąże się zatem bezpośrednio z miejscem zainstalowania transformatora w sieci, czyli z jego rangą. Na rysunku 6.3 pokazano ocenioną wcześniej populację 44 transformatorów (rys. 6.1) z uwzględnieniem ich rangi w systemie. Wynika z niego, że populację transformatorów można podzielić również na trzy grupy serwisowania: U – uproszczoną, N – standardową oraz S – specjalną. Uwzględnienie rangi zmienia jednak strategię eksploatacji wielu jednostek. Obsługę uproszczoną można zastosować nawet w przypadku transformatorów o względnie niskim stanie technicznym pod warunkiem, że ich ranga również jest niewielka (np. transformator z oceną techniczną 14 pkt. i randze 5. punktowej). Z drugiej



strony jednostki, które są w bardzo dobrej kondycji (powyżej 25 pkt.) powinny być serwisowane w klasycznym systemie TBM gdy należą do grupy „ważnych” (powyżej 15 pkt). Warto zauważyć, że w przeciwieństwie do podziału z rysunku 6.1 transformator o najgorszym stanie technicznym powinien być serwisowany standardowo, gdy jest on mało znaczący z punktu widzenia pracy sieci i zasilania odbiorców. Z drugiej strony jednostka o dobrej kondycji (19 pkt) powinna mieć rozbudowaną diagnostykę w systemie RCM ponieważ jest zainstalowana w strategicznym punkcie systemu.

Z przyjętych w systemie TrafoGrade założeń wynika, że sumie 15 transformatorów może być eksploatowane według uproszczonych procedur, a od 3 do 5 jednostek powinny mieć obsługę pod specjalnym nadzorem. Ponadto, ilość jednostek serwisowanych według instrukcji uproszczonej „U” może być dodatkowo zwiększona poprzez zmianę ich rangi. Przykładowo, zamiana miejsca zainstalowania transformatora nr 1 z nr 2 (rys. 6.3) powoduje, że oba mogą być obsługiwane w systemie uproszczonym.

Porównując grupowe podziały transformatorów z rysunku 6.1 oraz 6.3 można stwierdzić, że pod względem ilościowym generalnie niewiele się one różnią. Ale należy podkreślić, że ten drugi w znaczący sposób zmniejsza ilość awarii w populacji oraz obniża ich skutki finansowe. Oczywiście każda grupa eksploatacyjna wymaga opracowania oddzielnej instrukcji, ale przyjęcia takich zasad obsługi opartych o rzeczywisty stan techniczny oraz rangi transformatora prowadzi do realnej redukcji kosztów obsługi. Umożliwia ponadto elastyczną, na miarę aktualnych potrzeb, zmianę zasad eksploatacji i przechodzenie z kosztownych systemów RCM lub zawodnych zasad TBM na oszczędniejszy system oparty o stan techniczny CBM lub nawet, w skrajnych przypadkach, CM (rys. 2.7).

## **6.2. Wspomaganie planowania remontów i inwestycji**

Oparty na wieloparametrycznej ocenie stanu technicznego transformatora kompleksowy system zarządzania pozwala na optymalizację wydatków inwestycyjnych ponoszonych na remonty i modernizacje. Sposoby uwzględniania stanu technicznego w kosztach i zakresie remontów, a także algorytmy podejmowania decyzji w tym zakresie były publikowane m.in. w [1-5].

W dalszej części rozdziału, na przykładzie populacji 44 transformatorów z rysunku 6.1, omówione będą korzyści płynące z zastosowania systemu TrafoGrade jako narzędzia wspomagającego planowanie remontów i inwestycji.

**Tablica 6.1.** Perspektywa eksploatacji dwóch wybranych transformatorów

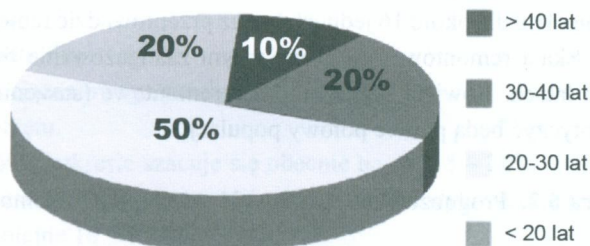
<b>TDR3b 16000/110, rok prod. 1985, 27,1 pkt</b>	
<b>Stan techniczny</b>	<b>Perspektywa eksploatacji</b>
DGA: wczesny etap rozwoju wnz (niewielka ilość wodoru ), Zawilgocenie X = 2,8 % Furany: brak Fizykochemiczne właściwości oleju dobre	Brak ograniczeń w eksploatacji. W perspektywie 5-7 lat prawdopodobna potrzeba suszenia izolacji
<b>TDR3b 25000/110 rok prod. 1980, 10,4 pkt.</b>	
PPZ: zadowalający Liczne nieszczelności, PPZ: głośna praca napędu, DGA: przegrzania niskotemp., Zawilgocenie X = 3,3%, Furany: 3,24 ppm, Fenol: 1,94 ppm, Fizykochemiczne właściwości oleju zadowalające	Stopień zużycia celulozy RL≈35%. Wysokie zawilgocenie oraz istniejący defekt termiczny przyspieszają degradację izolacji. Mniejsza wytrzymałość zwarciova oraz możliwość wystąpienia bąblowania zwiększa ryzyko eksploatacji. Ograniczenia eksploatacyjne: temperatura oleju do 75°C, nie odstawać do zimnej rezerwy w niskiej temperaturze. Remont wymaga przezwyciężenia izolacji oraz wymiany oleju. Koszt remontu około 80% wartości nowego transformatora.

Pierwszym krokiem jest zdefiniowanie problemów technicznych oraz perspektywy eksploatacji dla każdej jednostki. Na tej podstawie powstaje możliwość opracowania zestawienia głównych problemów technicznych dla całej populacji wraz z perspektywą generalnych działań serwisowych i remontowo-modernizacyjnych. Informacje te są szczególnie istotne dla osób zarządzających eksploatacją transformatorów, gdyż umożliwiają w prosty sposób określenie właściwego momentu przeprowadzenia prac serwisowo-remontowych, w którym relacja nakładów finansowych do przyrostu stanu technicznego jest najmniejsza. Ponadto dostarcza wiarygodnych danych do wykonanie rzetelnego planu działań diagnostyczno – remontowych na kolejne lata.

Przykłady opracowania, według systemu TrafoGrade, perspektywy eksploatacji dla dwóch wybranych transformatorów charakteryzujących się różnym stanem techniczny podano w tablicy 6.1. Wynika z nich, że nawet dla jednostki, której stan techniczny określany jest jako dobry, w nieodległej perspektywie zajdzie potrzeba suszenia izolacji. Natomiast remont transformatora TDR3b 25000/110 (10,4 pkt wg TrafoGrade) jest niewskazany, a bieżąca regeneracja lub wymiana oleju dla podtrzymania stanu technicznego nieoptymalna.



Na rysunku 6.4 podano podział populacji transformatorów ze względu na wiek. Wynika z niego, że ponad 50% jednostek przekroczyło projektowany czas życia, a tylko 20% pracuje względnie krótko. Dlatego w najbliższej przyszłości należy się liczyć z narastającymi problemami technicznymi podczas eksploatacji, mimo że istniejący ogólny stan techniczny można określić jako zadowalający (rys. 6.1).



**Rys. 6.4.** Podział populacji transformatorów ze względu na okres eksploatacji

Zakres problemów stojących przed eksploatorem dobrze ilustrują pokazane w tabelicy 6.2 zestawienia dla całej populacji.

**Tablica 6.2.** Zbioreza ocena głównych parametrów populacji 44 transformatorów

Parametr	Ocena parametru w populacji [% populacji]		
	Mierny	Zadowalający	dobry
Oględziny	30	43	27
Osprzęt	14	50	36
PPZ	20	55	25
Układ chłodzenia	2	37	61
DGA oleju	9	43	48
Rezystancja izolacji	18	52	30
Rezystancja uzwojeń	7	11	82
Odkształcenia uzwojeń	9	23	68
Zawilgocenie izolacji	5	61	34
Zestarzenie celulozy	5	41	54
Zestarzenie oleju	11	59	30

Zbioreza ocena głównych parametrów technicznych transformatorów wskazuje, że największe bieżące nakłady finansowe i rzeczowe będą dotyczyć w pierwszej kolejności podobciążeniowych przełączników zacze- pów (20% populacji) oraz konieczności regeneracji

lub wymiany oleju (11% populacji). Ale dla utrzymania co najmniej zadowalającego stanu technicznego w perspektywie kilku lat niezbędna będzie regeneracja oleju i suszenie dużej ilości jednostek, a także remonty części aktywnej, w tym również PPZ.

Zakres przewidywanych prac serwisowych, które praktycznie powinny być wykonane przez specjalistyczne firmy, bardziej szczegółowo pokazano w tabelicy 6.3. Wynika z niej, że na przestrzeni pięciu lat należy poddać suszeniu izolacji 2÷3 transformatory, wykonać regenerację lub wymianę oleju dla około 16 jednostek oraz przeprowadzić remont części aktywnej w 12 jednostkach. Skala remontów i związane z tym zaangażowanie finansowe wzrosną w kolejnych pięciu latach. Bowiern poważne prace remontowe (suszenie izolacji i remont części aktywnej) dotyczyć będą prawie połowy populacji

**Tablica 6.3.** Prognozowane terminy głównych prac remontowych

Czynność eksploatacyjna	Prognoza czasowa prac remontowych [% populacji]		
	< 5 lat	5÷10 lat	> 10 lat
Suszenie izolacji	5	45	50
Wymiana oleju	36	25	38
Remont części aktywnej	27	48	25

Tablica 6.4 wskazuje, że dla utrzymania populacji transformatorów w istniejącej kondycji technicznej należy dokonać remontów bieżących w 17 transformatorach. Ich koszt nie powinien przekroczyć 10% wartości nowej jednostki. Remonty średnie, których koszt zawiera się w przedziale 10÷30% wartości nowego transformatora należy przeprowadzić dla 12 jednostek. Natomiast remonty kapitalne dotyczą 6÷7 jednostek. Ich szacowany koszt jest większy od 30% ceny nowego transformatora. Stąd zasadność takiego remontu należy ocenić indywidualnie dla każdego przypadku.

**Tablica 6.4.** Prognozowany koszt remontów i modernizacji

Koszt remontu i modernizacji populacji [% populacji]			
Niski	Średni	Wysoki	Brak
39	27	14	20

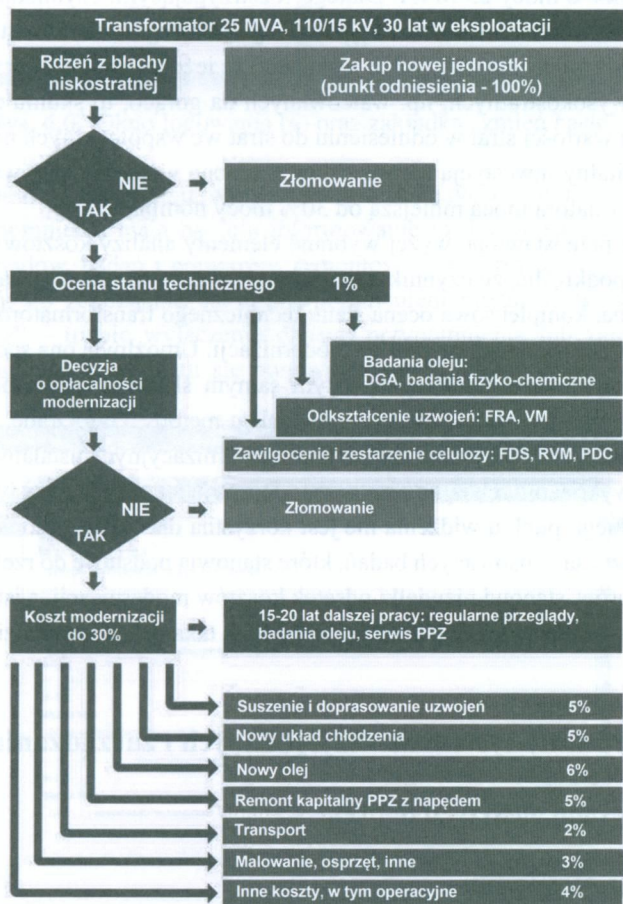
Sposób postępowania przy podejmowaniu decyzji o modernizacji lub remoncie transformatora można zaprezentować na przykładzie typowego transformatora o mocy 25 MVA, 110/15 kV, który pracował przez 30 lat w sieci przy niewielkim obciążeniu i nie ulegał poważniejszym awariom. Kolejność czynności decyzyjnych oraz szacunkowy koszt modernizacji przedstawiono w postaci algorytmu na rysunku 6.5. Założono, że jest to transformator



o znacznym zawilgoceniu, miernych parametrach oleju, ale uzwojenia oraz izolacją stała są w dobrym stanie mechanicznym. Założono również, że na izolacji uzwojeń oraz elementach stałych obecne są osady i szlamy. Wykonanie remontu takiej jednostki sprowadza się generalnie do przeprowadzenia następujących czynności:

- suszenie i doprasowanie uzwojeń,
- doprasowanie rdzenia i uzwojeń,
- wymiana oleju,
- wymiana radiatorów,
- remont podobciążeniowego przełącznika zaczerpów,
- wymiana osprzętu.

Koszt prac o takim zakresie szacuje się obecnie na ok. 15 – 20% wartości nowego transformatora. Jest to zatem typowy remont średni. Ale jego wykonanie przedłuża eksploatację transformatora o kolejne 10 – 15 lat.



Rys. 6.5. Analiza kosztów modernizacji w zależności od stanu technicznego transformatora, na przykładzie typowej 30-letniej jednostki 25 MVA, 110/15 kV

W przypadku miernego stanu technicznego transformatora decyzja o dalszej eksploatacji sprowadza się do wyboru między remontem kapitalnym lub wymianą jednostki. Oprócz analizy kosztów bezpośrednich remontu powinien on również uwzględnić następujące czynniki:

- analizę strat biegu jałowego,
- ocenę wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w miejscu zainstalowania transformatora,
- zmianę układu połączeń transformatorów.

Szacunkowy koszt nowego transformatora o mocy 25 MVA zawiera się w granicach 1,4÷2,0 mln zł. Natomiast bezpośredni koszt remontu kapitalnego to około 30÷50% wartości nowej jednostki. W całkowitym koszcie należy jeszcze uwzględnić prace związane z demontażem oraz przygotowaniem transportu jednostki, a także montaż transformatora rezerwowego. Koszta z tym związane wynoszą szacunkowo odpowiednio 8÷10% oraz 5÷7%. W sumie całkowity koszt ciągnięty remontu można oszacować na około 70% wartości nowego transformatora 110/15 kV o mocy 25 MVA. Dlatego rozstrzygającymi czynnikami o dalszej eksploatacji jest analiza wieloletnich kosztów strat biegu jałowego oraz wzrostu zapotrzebowania na energię. Doświadczenie praktyczne wskazuje, że jeżeli transformator wyposażony jest w rdzeń z blach wysokostratnych, np. walcowanych na gorąco, to skumulowana w okresie 10÷15. lat różnica wartości strat w odniesieniu do strat we współczesnych nowych rdzeniach czyni remont kapitalny inwestycją nieopłacalną. Podobne wnioski wpływają w przypadku obciążenia transformatora mocą mniejszą od 30% mocy nominalnej.

Podsumowując przedstawione wyżej wybrane elementy analizy kosztów remontów i modernizacji należy podkreślić, że czynnikiem niezbędnym przy wypracowywaniu ostatecznych decyzji jest rzetelna, kompleksowa ocena stanu technicznego transformatorów oraz przedstawienie perspektywy eksploatacji przed i po modernizacji. Umożliwia ona sporządzenie szczegółowej specyfikacji prac remontowych, a tym samym skonstruowanie budżetu możliwie bliskiego rzeczywistym kosztom. Jest to wielka zaleta metody TrafoGrade, ponieważ często zdarza się w praktyce, że rzeczywisty zakres prac modernizacyjnych ustalany jest w zakładzie remontowym po wykonaniu rewizji wewnętrznej. Sytuacja taka, w oczywisty sposób, z biznesowego i technicznego punktu widzenia nie jest korzystna dla eksploatatora. Warto przy tym podkreślić, że koszt zaawansowanych badań, które stanowią podstawę do rzetelnej oceny kondycji transformatorów, stanowi niewielki odsetek kosztów modernizacji, a istniejące w Polsce metody pozwalają specjalistycznym przedsiębiorstwom taką ocenę sporządzić (rozdział 4).

## **6.3. Zintegrowany system akwizycji danych i zarządzania populacją**

### **6.3.1. System akwizycji danych**

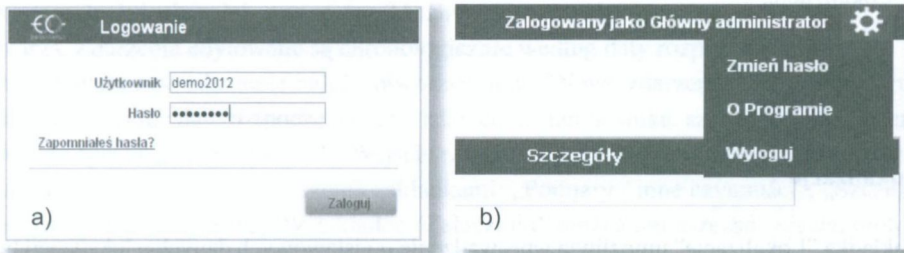
#### **Pierwsze kroki – Logowanie**

Baza danych oraz system zarządzania populacją TrafoGrade znajduje się na serwerze firmy Energo-Complex. Po otwarciu strony: <http://trafo-grade.energo-complex.pl/login> zostaje



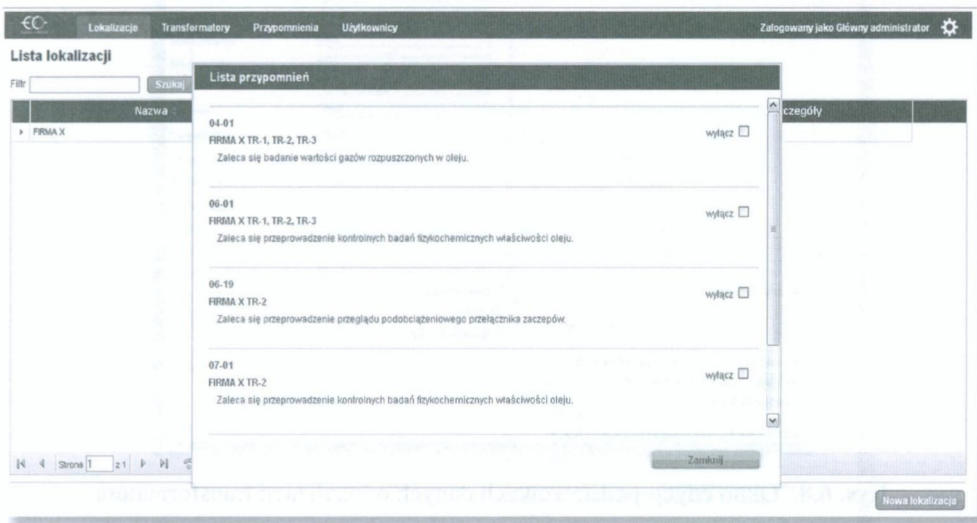
wyświetlone okno logowania. Każdy z klientów posiada własny unikatowy profil użytkownika z hasłem. Użytkownik określający się mianem administratora posiada również funkcję umożliwiającą zakładanie kolejnych profili użytkowników w danej firmie. Będą one szczegółowo omówione w kolejnych podrozdziałach.

W dostępnym oknie wprowadza się swój login w profilu "Użytkownik" oraz hasło (rys. 6.6.a). Login oraz hasło przydziela administrator Energo-Complex. Istnieje możliwość zmiany hasła na potrzeby użytkownika. Użytkownik może to zrobić samodzielnie w zakładce opcje/zmień hasło (rys. 6.6.b).



Rys. 6.6. Okno logowania (a) oraz zakładka „zmień hasło” (b)

Po zalogowaniu do programu wyświetli się automatycznie okno z przypomnieniami (rys. 6.7). Przypomnienia mają na celu informowanie użytkownika o terminie wykonania kolejnych przeglądów, badań i pomiarów, remontów transformatora, a także innych określonych zdarzeń. Po zapoznaniu się z przypomnieniem można je wyłączyć odznaczając okienko "wyłącz" – trwale wyłączenie danego przypomnienia lub zamknąć okno. Wtedy dane przypomnienie wyświetli się ponownie przy kolejnym zalogowaniu do systemu.



Rys. 6.7. Okno główne z listą przypomnień

Wszystkie przypomnienia, które należy zrobić w danym okresie, są wyświetlane zaraz po zalogowaniu. Jeżeli ustawimy np. przypomnienie "przeгляд transformatora za 3 lata", to zostanie ono wyświetlone dopiero za 3 lata. Data wyświetlenia zależy od użytkownika nastawy. Przykładowo miesiąc przed danym przeglądem okno z przypomnieniami będzie nas informowało o konieczności dokonania przeglądu. Po odczytaniu przypomnienia możemy je wyłączyć by nie pojawiło się przy następnym logowaniu lub tylko zamknąć tak, aby przy kolejnym logowaniu nadal było aktywne.

W oknie głównym programu widoczne są następujące zakładki (rys. 6.7):

- Lokalizacje;
- Transformatory;
- Przypomnienia;
- Użytkownicy.

## Lokalizacje

Zakładka "Lokalizacje" umożliwia wprowadzenie podstawowych danych o lokalizacji transformatora. Aby dodać nową lokalizację należy wybrać w prawym dolnym rogu okno z poleceniem "Nowa lokalizacja". Wtedy zostanie wyświetlone nowe okno (rys. 6.8), w którym można edytować oraz wpisywać dane dotyczące lokalizacji, a także takie charakterystyczne cechy odbiorcy jak charakter, średnie obciążenie transformatora oraz jego pięcioletnia prognoza.

**Edycja lokalizacji**

Dane podstawowe

Nazwa	<input type="text" value="FIRMAX"/>
Adres	<input type="text" value="Przykładowa spółka dystrybucyjna"/>
Położenie geograficzne	<input type="text" value="POLSKA"/>
Szczegóły	<div style="border: 1px solid black; height: 150px;"></div>
Charakter odbiorcy	<input type="radio"/> Mało ważny <input type="radio"/> Ważny <input checked="" type="radio"/> Bardzo ważny
Obciążenie stacji średnio-godzinowe max. w ostatnim roku w % mocy mniejszego transformatora	<input type="text"/>
Wzrost obciążenia w ciągu najbliższych 5 lat	<input type="text"/>

Rys. 6.8. Okno edycji podstawowych danych o lokalizacji transformatora



## Transformatory

W zakładce "Transformatory" można edytować podstawowe dane techniczne transformatorów. W tym celu należy wybrać w prawym dolnym rogu okienko "Nowy transformator". Po otwarciu okna "Edycja transformatora" dane wpisywane są do poszczególnych rekordów (rys. 6.9)

Po wprowadzeniu danych transformatora w następnej podzakładce "Załączniki" można dodać takie wybrane pliki związane z transformatorem jak dokumenty serwisowania lub zdjęcia.

Kolejna podzakładka "Zdarzenia" umożliwi akwizycję i opis wszystkich zdarzeń związanych z transformatorem (rys. 6.10). Przykładowo mogą to być daty oraz koszt przeglądów, pomiarów, badań oleju lub remontów. Możliwe jest również zamieszczenie krótkiego komentarza. Zdarzenia edytowane są chronologicznie według daty rozpoczęcia.

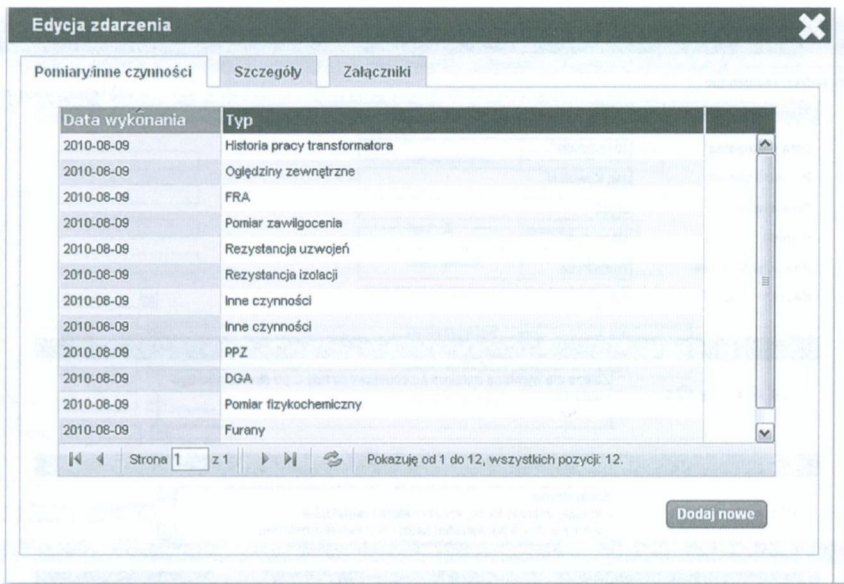
Aby dodać nowe zdarzenie należy otworzyć okno "Nowe zdarzenie". W wolnych rubrykach należy wpisać datę rozpoczęcia, opis zdarzenia, stan licznika, szczegóły oraz ewentualnie koszt z tym związany (rys. 6.11). Wejście w nowo utworzone zdarzenie powoduje otwarcie się okna "Edycja zdarzenia" z trzema zakładkami: „Pomiary / inne czynności”, „Szczegóły” oraz „Załączniki” (rys. 6.12). W zakładce "Załączniki" można umieszczać zdjęcia, protokoły pomiarowe oraz inne dokumenty związane z danym zdarzeniem. W zakładce "Szczegóły" widoczne będą dane dotyczące aktualnego zdarzenia, które wypełniliśmy w zakładce "Nowe zdarzenie". Natomiast w zakładce "Pomiary/inne czynności" (rys. 6.13.a), po wejściu w dane zdarzenia możliwe jest szczegółowe opisanie np. dowolnego pomiaru, jego wyniku z diagnozą, oględzin zewnętrznych czy też historii pracy transformatora lub szczegółowe wyniki pomiarów oleju transformatorowego.

Dane podstawowe	
Lokalizacja	FIRMAX
Nazwa rachunku	TR 4
Numer faktyczny	4444
Rok produkcji	1980
Typ	TDR3b 25000/110
Moc [kVA]	25000
Napięcie GN [V]	115000
Napięcie DN1 [V]	6600
Napięcie DN2 [V]	22000
Liczba zacząpów	27
Typ PPZ	PO 250/110
Nr serięy PPZ	4444
Układ połączeń	Yd11d11
Opory głowicy	5.2
Stan licznika	21953
Producent	ELTA
Materiał	miedz
Rok uzd. oleju	
Status	czynny
Napięcie zwarcia na zacząpie zmiennosygnal [V]	
Straty ładowe zmiennosowe [kW]	
Straty obciążeniowe zmiennosowe [kW]	
Masa całkowita [kg]	50000
Masa części wyłnowolte [kg]	25000
Masa oleju [kg]	20000
Możliwość wyznaczenia transformatora w ramach rezerwy zakładowej	<input checked="" type="radio"/> Istnieje transformator rezerwy <input type="radio"/> Brak transformatora rezerwowego

Rys. 6.9. Okno „Edycja danych transformatora”







**Rys. 6.12.** Widok zakładki „Edycja zdarzenia – Pomiary/inne czynności”

Dodając zdarzenia związane z diagnostyką należy wpisać dane pomiarowe w odpowiednio wyznaczone pola oraz wystawić ocenę wg systemu TrafoGrade. W większości przypadków ocena ta, po wpisaniu do pól pomiarowych wyników pomiarów, zostaje automatycznie wystawiona w skali od 0 do 3 według deskryptorów TrafoGrade opisanych w rozdziale 3 niniejszego podręcznika. Natomiast specjalista wystawia ocenę indywidualnie dla zdarzenia "Ogłędziny zewnętrzne" (rys. 6.13.b). W tym przypadku ocena wystawiana przez specjalistę uzasadniona jest przeprowadzonym wcześniej rozpoznaniem wizualnym transformatora. Po otwarciu konkretnego zdarzenia (np. PPZ – rys. 6.13.a) w zakładce głównej pomiaru "PPZ" należy podać dane pomiarowe. W następnej zakładce "Dane podstawowe" należy podać takie dane dotyczące warunków pomiaru jak: data wykonania, wykonawca, temperatura podczas pomiaru, pogoda, powód wykonania, koszt oraz szczegóły dotyczące pomiaru. Kolejna zakładka "Załączniki" pozwala na wprowadzenie wykresów bądź zdjęć dotyczących danego pomiaru. Schemat wprowadzania danych jest analogiczny jak dla innych zdarzeń.

### Wyszukiwanie transformatorów

Zakładka "Transformatory" posiada szeroki zakres filtrów umożliwiających odszukanie odpowiedniego transformatora. Można to uczynić znając jedną z następujących danych: lokalizacja, numer fabryczny, układ połączeń, numer seryjny PPZ, producent, nazwa ruchowa, typ transformatora, typ PPZ, rodzaj oporników głowicy PPZ, rok produkcji, liczba zaczepów, moc, stan licznika oraz napięcie znamionowe (rys. 6.14).

**Edycja czynności**

Ogłędziny zewnętrzne

**Dane podstawowe**

Data wykonania: 2010-08-09  
 Pomiar wykonał: Jan Kowalski  
 Temperatura: 30,00  
 Pogoda: słoneczna  
 Powód wykonania: TrafoGrade  
 Koszt: 0,00

**Ogłędziny zewnętrzne**

0  1  2  3

Zaleca się wymianę izolatora przepustowego fazy C po stronie górnego napięcia.

**Ocena osprzętu transformatora**

1  2  3

Stwierdzono:  
 - korozję pokrywy kadzi, konserwatora i radiatorów  
 - plamy oleju na powierzchni kadzi i pod transformatorem

**Ocena PPZ**

Brak uwag.

Zapisz Anuluj Powrót

---

**Edycja czynności**

PPZ Dane podstawowe Załączniki

**FA**

	Min	Max
T1	14.70	16.80
T2	11.60	13.40
Tc	38.50	40.00

**FB**

	Min	Max
T1	15.20	16.80
T2	11.60	13.10
Tc	38.80	40.70

Czas niejednoczesności: 0,50

**FC**

	Min	Max
T1	15.10	17.10
T2	12.10	13.10
Tc	38.80	40.00

**Ocena PPZ**

0  
 1  
 2  
 3

Zapisz Anuluj Powrót

Rys. 6.13. Okno „Edycja czynności” z oceną ogłędzin (a) oraz oceną PPZ (b)



EC
Lokalizacje
Transformatory
Przypomnienia
Użytkownicy

Szczegóły
Załączniki
Zdarzenia
TrafoGrade
Ocena ważności
Zalecenia
Raporty

### Lista transformatorów

Filtr

Lokalizacja:   
 Numer fabryczny:   
 Układ połączeń:   
 Nr serijny PPZ:   
 Producent:   
 Moc [kVA]:    
 Stan licznika:    
 Napięcie DN1 [V]:    
 Napięcie zwarcie na zaczeple znamionowym [%]:    
 Nazwa ruchowa:   
 Typ:   
 Typ PPZ:   
 Opory głowicy:   
 Rok produkcji:    
 Liczba zaczeplów:    
 Napięcie ON [V]:    
 Napięcie DN2 [V]:

Lokalizacja	Nazwa ruchowa	Numer fabryczny	Producent
FRMA X	TR-4	4444	ELTA
FRMA X	TR-3	3333	ELTA
FRMA X	TR-1	1111	M1

Rys. 6.14. Widok zakładki „Lista transformatorów”





### 6.3.2. System oceny stanu technicznego i zarządzania populacją

#### Ocena stanu technicznego wg systemu TrafoGrade

W zakładce ”TrafoGrade” można dokonać podsumowania ocen cząstkowych oraz otrzymać kompleksową ocenę punktową dla całego transformatora. Na rysunku 6.15 pokazano przykłady ocen cząstkowych dotyczących wytrzymałości oleju na przebicie oraz odkształceń i deformacji uzwojeń. W lewym dolnym rogu pokazane są oceny punktowe i końcowe w poszczególnych głównych grupach t.j. za:

- podstawową diagnostykę transformatora,
- stan techniczny części aktywnej,
- zaawansowanie procesów starzeniowych.

Natomiast w prawym dolnym rogu widoczna jest kompleksowa ocena transformatora.

<b>Napięcie przebicia oleju</b>	
<input checked="" type="radio"/> 1 - napięcie przebicia większe niż 40kV <input type="radio"/> 0 - napięcie przebicia mniejsze niż 40kV	
<b>FRA</b>	
<input checked="" type="radio"/> 3 (dobra zgodność krzywych w całym zakresie częstotliwości) <input type="radio"/> 2 (w określonych zakresach częstotliwości występuje wyraźna różnica w tłumieniu (dB)) <input type="radio"/> 1 (w całym zakresie częstotliwości występują różnice w tłumieniu i częstotliwościach rezonansowych)	
<b>Jakość ocen cząstkowych</b>	<b>WARTOŚĆ KOŃCOWA</b>
Podstawowa diagnostyka transformatora: 11,00	ZADOWALAJĄCY 
Stan techniczny części aktywnej: 15,00	DOBRY 
Stan zaawansowania procesów starzeniowych: 13,80	DOBRY 
	Wynik  28,00 DOBRY

Rys. 6.15. Widok okna z ocenami cząstkowymi i końcowymi

### Ocena rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym

Pola w zakładce "Ocena rangi" umożliwiają dokonanie oceny rangi transformatora w systemie elektroenergetycznym. Szczegółowe, niezbędne do oceny, dane podaje użytkownik w zakładce transformatory/Szczegóły. Natomiast oceny cząstkowe oraz końcowa generowane są automatycznie według kryteriów podanych w rozdziale 5.

Możliwość przerzucenia obciążenia jednostki na pozostałe transformatory w tej samej stacji	<input type="text"/>
Możliwość rezerwowania transformatora po stronie SN z innych stacji	<input type="text"/>
Techniczne warunki wymiany transformatora	<input type="radio"/> Czas wymiany transformatora do 72 godzin <input type="radio"/> Czas wymiany transformatora powyżej 72 godzin
<input type="button" value="Zapisz"/> <input type="button" value="Powrót"/>	
<b>Załączniki</b>	
Nazwa załącznika	
<input type="text"/>	

Rys. 6.16. Pole wybranych elementów oceny rangi transformatora



Logo: **EC** Lokalizacje Transformatory Przypomnienia Użytkownicy Zalogowany jako Główny administrator

Szczegóły Załączniki Zdarzenia Trafograde Ocena rangi Zalecenia Raporty Transformator: FRMA X 3333 (TR-3)

Moc [kVA]  
 0  1  2

Charakter odbiorcy  
 0  1  2

Obciążenie stacji średnio-godzinowe max. w ostatnim roku w % mocy mniejszego transformatora  
 0  1  2

Wzrost obciążenia w ciągu najbliższych 5 lat  
 0  1  2

Możliwość przerzucenia obciążenia jednostki na pozostałe transformatory w tej samej stacji  
 0  1  2

Możliwość wymiany transformatora w ramach rezerwy zakładowej  
 0  1

Możliwość rezerwowania transformatora po stronie SN z innych stacji  
 0  1  2

Techniczne warunki wymiany transformatora  
 0  1  2

**WARTOŚĆ KOŃCOWA**

Rys. 6.17. Pole oceny rangi transformatora

## Zalecenia

W zakładce "Zalecenia" wybieramy z pośród dwóch typów zaleceń:

- Zalecenie ścisłe;
- Zalecenie okresowe.

Zalecenia ścisłe mają na celu informować użytkownika jakie są w najbliższym czasie planowane zdarzenia dotyczące transformatora, itp.

Zalecenia okresowe przypominają o cyklicznych zdarzeniach – powtarzające się np. przeglądy i badania oleju itp.

Logo: **EC** Lokalizacje Transformatory Przypomnienia Użytkownicy Zalogowany jako Główny administrator

Szczegóły Załączniki Zdarzenia Trafograde Ocena rangi Zalecenia Raporty Transformator: FRMA X 3333 (TR-3)

### Zalecenia ścisłe

Filtr:  Szukaj Wyczyść

Nazwa	Zalecana data wykonania	Koszt	Opis

Brak danych spełniających podane kryteria.

### Zalecenia okresowe

Filtr:  Szukaj Wyczyść

Nazwa	Zalecany rok pierwszego wykonania	Koszt	Opis
DOA	2011		Zaleca się badanie wartości gazów rozpuszczonych w oleju.

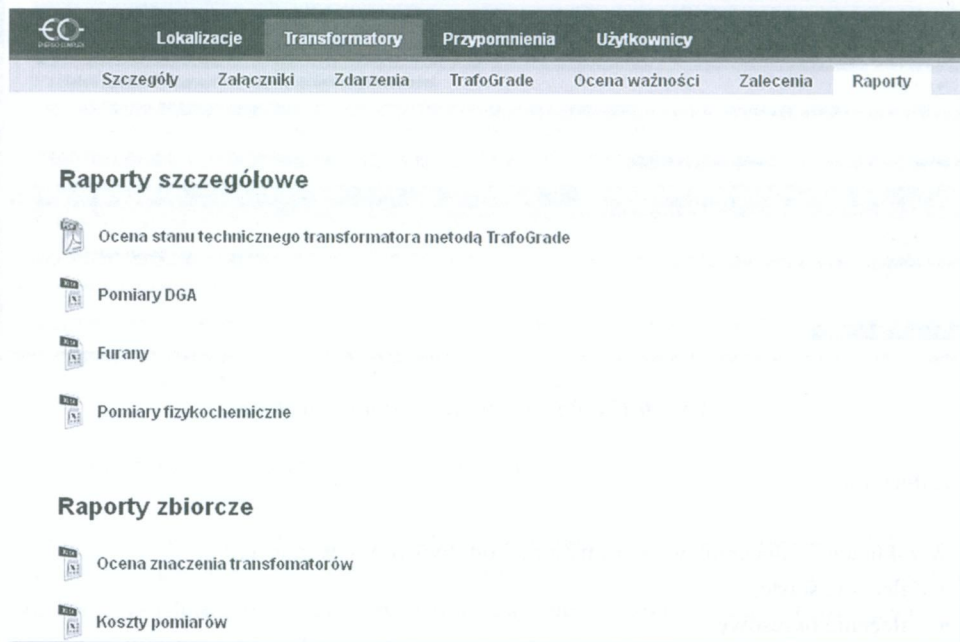
Strona 1 z 1 Pokażę od 1 do 1, wszystkich pozycji: 1

Nowe zalecenie okresowe

Rys. 6.18. Pole zaleceń eksploatacyjnych

## Raporty

W zakładce "Raporty" możliwe jest zrzucanie danych pomiarowych z programu do plików EXCEL i PDF.



Rys. 6.19. Okno generacji raportów

## Użytkownicy

W tej zakładce możemy tworzyć nowe konta użytkowników. Nadajemy mu również uprawnienia np. tylko odczyt lub odczyt i edycja – pole RW. Również określamy jego login i hasło a także czy konto w danym momencie ma być aktywne czy nie. Zakładka ta umożliwia także w każdej chwili usunięcie użytkownika bądź odebranie mu praw edycji danych.



Logo:

Menu: Lokalizacje | Transformatory | Przypomnienia | **Użytkownicy** | Zalogowany jako Główny administrator

### Lista użytkowników

Filtr:  Szukaj

Nazwa użytkownika	Login	E-mail	Uprawnienia RW
test2012	test2012	uczylownik@wp.pl	Nie

Strona 1 z 1 | Pokazuj od 1 do 1, wszystkich pozycji 1.

[Nowy użytkownik](#)

Menu: Lokalizacje | Transformatory | Przypomnienia | **Użytkownicy**

### Nowy użytkownik

Dane podstawowe

Nazwa użytkownika (\*)

Login (\*)

Hasło (\*)

Powtórz hasło (\*)

Status konta (\*)  ▼

Uprawnienia RW

Email (\*)

Rys. 6.20. Okno edycji użytkowników

## Literatura do rozdziału 6

- [1] Malewski R., Subocz J., Szrot M., Płowucha J., Zaleski R.: „Podstawy oceny opłacalności modernizacji transformatorów”, *Energetyka*, grudzień 2006, s.884-891.
- [2] CIGRE SC A2 Transformers WG 20: Economics of Transformer Management. *ELECTRA* 2004, nr 214, s. 51–59.
- [3] CIGRE Technical Brochure No. 227: Guide for Life Management Techniques for Power Transformers. Paris, 2003.
- [4] Gadula A.: Remonty, modernizacje czy zakup nowych transformatorów. VI Konferencja „Transformatory energetyczne i specjalne”, Kazimierz Dolny, 2006, s. 195–204.
- [5] Malewski R., Subocz J., Szrot M., Płowucha J., Zaleski R.: “Condition assessment of medium-power transformers using diagnostic methods: PDC, FDS, FRA to support decision to modernize or replace service-aged units”, CIGRE 2008 Plenary Session, Paris, (2008), A2-209.



## Rozdział 7

# OPTIMALIZACJA ZARZĄDZANIA STACJAMI SN/NN W SYSTEMIE TRAFOGRADE

### 7.1. Założenia wstępne

Przedstawione w rozdziale 3 ogólne założenia systemu TrafoGrade można również aplikować do optymalnego, z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia, sposobu eksploatacji i zarządzania pozostałą infrastrukturą sieciową i produkcyjną. Realizacja takiego zamierzenia wymaga jednak znajomości dwóch podstawowych danych dotyczących obiektu eksploatacji, tj. jego awaryjności i rangi poszczególnych elementów składowych.

W niniejszym rozdziale omówiono przykład wykorzystania podstawowych założeń systemu TrafoGrade do optymalizacji obsługi transformatorowych stacji rozdzielczych SN. Będzie ona przedstawiona dla wybranego obszaru sieci dystrybucyjnej 15 kV, w którym zlokalizowanych jest 1351 transformatorowych stacji SN/nn [1].

Pierwszym krokiem przy optymalizacji obsługi stacji jest długookresowa analiza awaryjności. Bowiem, w zależności od jej wyników, o przyjęciu odpowiedniej strategii eksploatacji decydować będzie stan techniczny stacji lub też jej ranga w systemie elektroenergetycznym. W przypadku rozpatrywanego obszaru sieci 15 kV wykonano ją za okres lat 2002÷2011 biorąc pod uwagę główne elementy wyposażenia stacji, tj.:

- a) transformatory SN/nn,
- b) rozłączniki SN,
- c) odłączniki SN.

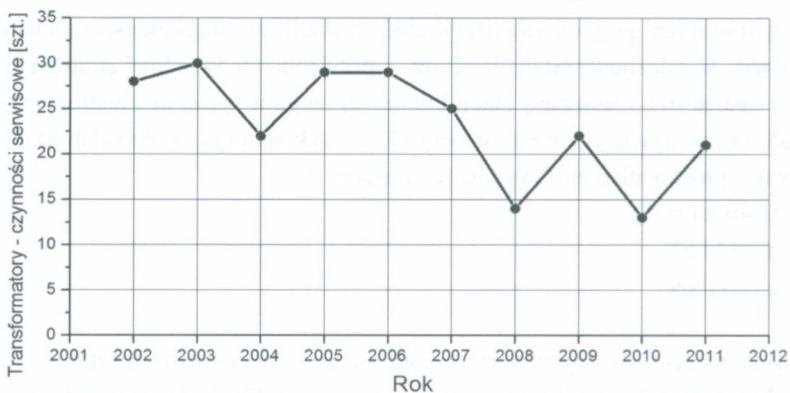
Kolejnym krokiem jest wyznaczenie rangi stacji w sieci rozdzielczej SN. W tym celu można posłużyć się wstępnymi założeniami systemu TrafoGrade, które przedstawiono w rozdziale 3. Uwzględniając topologię sieci rozdzielczej SN, można przyjąć, że najważniejszymi elementami określającymi tę rangę są [2]:

- a) moc zainstalowanych transformatorów;
- b) liczbę transformatorów w stacji;
- c) średnie obciążenie stacji;
- d) typ stacji;
- e) rodzaj odbiorcy;
- f) układ zasilania stacji.

## 7.2. Analiza awaryjności stacji SN/nn

W rozpatrywanym fragmencie sieci rozdzielczej SN w stacjach SN/nn zainstalowano w sumie 1467 transformatorów, 2212 rozłączników SN oraz 1542 odłączników SN. Przy ocenie awaryjności ich wyposażenia przyjęto wstępne założenie, że z punktu widzenia czynności serwisowych, skutków dla warunków pracy sieci oraz zasilania odbiorców, zaangażowanie techniczno-organizacyjne związane z usunięciem skutków awarii wyposażenia jest zbliżone do zakresu prac towarzyszących np. planowanej wymianie. Dlatego w analizie uwzględniono również takie czynności serwisowe jak wymiany rozłączników SN, odłączników SN oraz transformatorów SN/nn, które spowodowane były modernizacją lub wynikły z kradzieży.

Na rysunku 7.1 przedstawiono zestawienie transformatorów SN/nn, które były wymienione w latach 2002÷2011. W sumie w tym okresie wymieniono 233 jednostki, co średnio w roku stanowi 1,59% populacji. Jednak w przeciwieństwie do aparatury łączeniowej przyczyną tych wymian był nie tylko zły stan techniczny, ale również ingerencja z zewnątrz (kradzieże) oraz konieczność dostosowania mocy transformatorów do aktualnego obciążenia stacji. Łącznie z powodu uszkodzenia lub ingerencji z zewnątrz w latach 2002÷2011 wymieniono 134 transformatory, z których 28 spowodowanych było kradzieżą. W sumie średnioroczna awaryjność transformatorów wynosiła 0,9%, a wymiany związane ze zmianą warunków ruchowych dotyczyły średnio 0,67% populacji w roku.

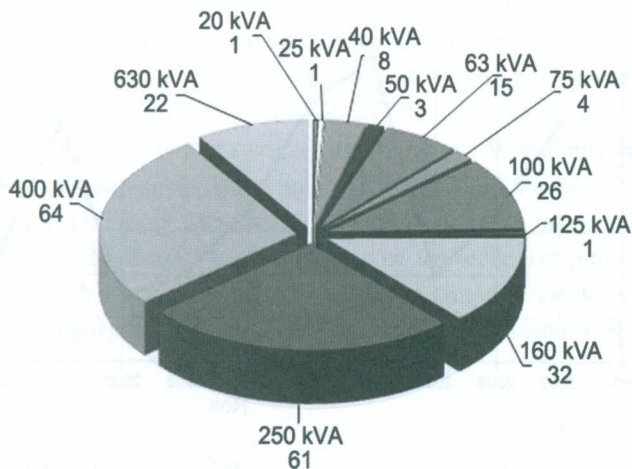


Rys. 7.1. Zestawienie ilości wymienionych transformatorów SN/nn w latach 2002÷2011

Interesujące dane można uzyskać analizując ilość wymian ze względu na moc znamionową transformatorów (rys. 7.2.). Wynika z nich, że przeważająca ilość operacji montażowych dotyczyła transformatorów o mocy 250 kVA i 400 kVA, co niewątpliwie spowodowane było przyrostem mocy zapotrzebowanej (instalacja 22. nowych jednostek). Natomiast w największą awaryjność zanotowano w przypadku transformatorów 40 kVA (4,2%), 63 kVA (3,3%) oraz 75 kVA (3,1%). Jak się wydaje, jest to spowodowane pracą tych jednostek w nieko-

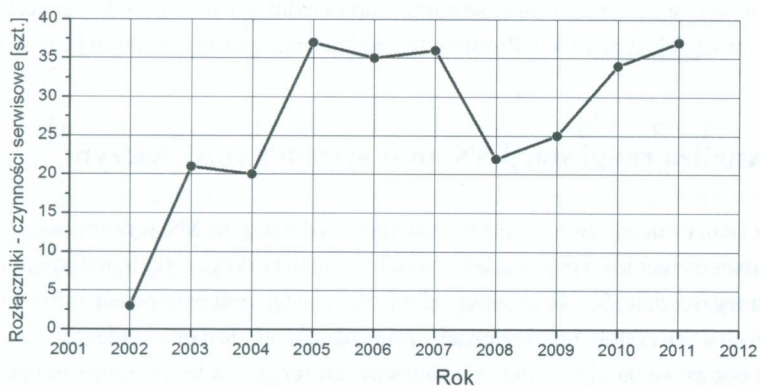


rzystnych warunkach klimatycznych. Bowiern przeważająca ich ilość zainstalowana była na słupowych lub w wieżowych stacjach na terenach wiejskich. Ponadto duży udział w awariach tej grupy miały kradzieże.



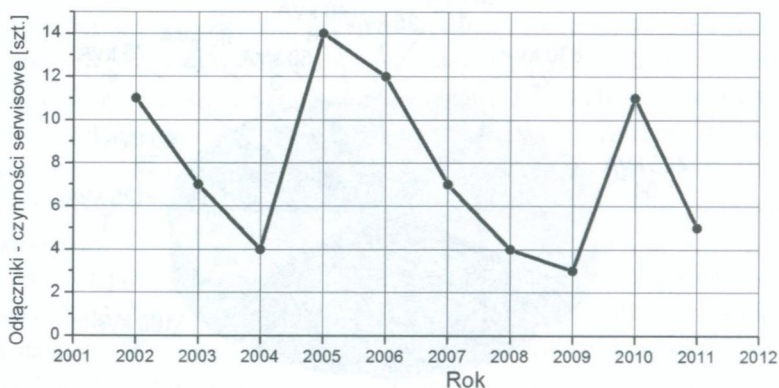
**Rys. 7.2.** Liczba wymienionych transformatorów 15/0,4 kV o różnej mocy.  
Dane za lata 2002÷2011

Na rysunku 7.3. przedstawiono zestawienie wykonanych w latach 2002÷2011 czynności serwisowych dotyczących rozłączników SN. Były one przede wszystkim spowodowane złym stanem technicznym. W sumie, w tym okresie dokonano 270 napraw i wymian. Tak więc średnia awaryjność rozłączników wyniosła 1,22%.



**Rys. 7.3.** Zestawienie ilości napraw i wymian rozłączników SN w latach 2002÷2011

Natomiast na rysunku 7.4 przedstawiono zestawienie wykonanych czynności serwisowych w latach 2002÷2011 ze względu na zły stan techniczny odłączników SN. W sumie w tym okresie dokonano 78 napraw i wymian, co średnio w roku stanowi 0,5% populacji.



**Rys. 7.4.** Zestawienie ilości napraw i wymian odłączników SN w latach 2002÷2011

Z porównania przedstawionych wyżej danych wynika, że największą awaryjnością charakteryzowały się rozłączniki SN, a w drugiej kolejności były transformatory. Jednak, generalnie, awaryjność rzędu 1% najważniejszych elementów wyposażenia stacji SN/nn wskazuje na dobry stan techniczny oraz dużą niezawodność w zasilaniu odbiorców w energię elektryczną.

Zadowolający stan techniczny stacji stwarza podstawy do rozpatrzenia możliwości modyfikacji stosowanej dotychczas strategii obsługi TBM. Przy czym można założyć, że dominującym czynnikiem wpływającym na zastosowanie odpowiedniego rodzaju obsługi jest ranga stacji w systemie rozdzielczym 15 kV. Problem ten będzie analizowany w dalszej części rozdziału.

### 7.3. Analiza rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym

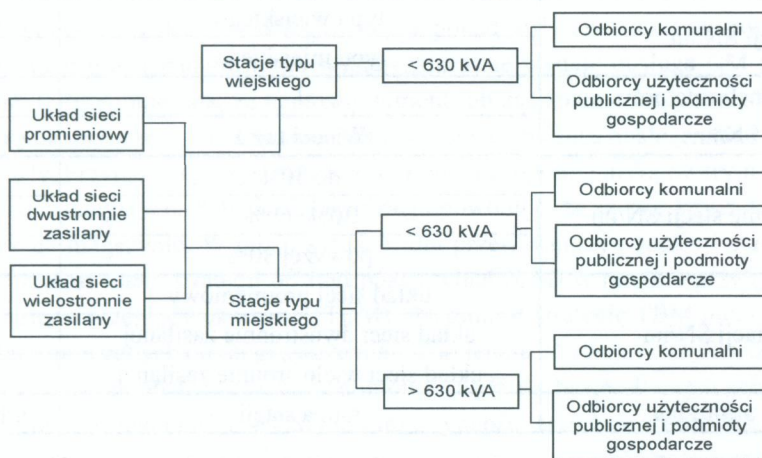
Do określenia rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym SN wykorzystano doświadczenia ze stosowania metody TrafoGrade do podobnej analizy dotyczącej transformatorów średnich i dużych mocy (rozdział 3). Niezbędnym elementem wstępnym przy ocenie rangi jest sporządzenie ogólnej charakterystyki topologicznej sieci rozdzielczej. Jest ona konieczna do kategoryzacji stacji oraz opracowania algorytmu wyznaczania ich rangi. Na tej podstawie można wytypować zasadnicze cechy topologii sieci, przyjąć wartości deskryptorów oraz określić ich wagę.

W analizowanym obszarze sieci stacje pracują w trzech możliwych układach zasilania:

- zasilanie promieniowe,
- zasilanie dwustronne,
- zasilanie wielostronne.



W stacjach zainstalowanych jest maksymalnie trzy transformatory o mocy w przedziale  $20 \div 630$  kVA. W promieniowym układzie zasilania pracuje 558 stacji SN/nn, z których 98% posiada moc zainstalowaną mniejszą od 630 kVA. Zasilają one głównie odbiorców komunalnych. Natomiast odbiorcy użyteczności publicznej o łącznym poborze mocy  $> 630$  kVA stanowią tylko 6,9%. W układzie dwustronnie zasilanym pracuje 669 stacji SN/nn, z których 90,14% miało moc mniejszą od 630 kVA. W tym przypadku odbiorcy komunalni o łącznym poborze mocy  $< 630$  kVA stanowią 92,43%. Natomiast wśród odbiorców użyteczności publicznej 28% pobiera więcej niż 630 kVA. W badanej populacji są również 124 stacje SN/nn zasilane wielostronnie, z których 23,38% ma moc zainstalowaną większą od 630 kVA. Odbiorcy komunalni o łącznym poborze mocy mniejszym od 630 kVA stanowią 83,84%. Natomiast udział odbiorców użyteczności publicznej o łącznym poborze mocy  $> 630$  kVA wyniosła już 52%. Ogólna charakterystyka sieci rozdzielczej pozwala sporządzić algorytm podziału stacji ze względu na zasadnicze cechy topologii sieci (rys. 7.5).



Rys. 7.5. Algorytm podziału stacji SN/nn ze względu na cechy

Pozwala również sporządzić tablicę cech wraz z przypisanymi im deskryptorami oraz wartościami wskaźników (tabl. 7.1) Bowiem każdemu deskryptorowi danej cechy przypisano odpowiednią wartość punktową. Założono przy tym, że wraz ze wzrostem znaczenia parametru rośnie również liczba przyznanych punktów, a rangę stacji określa suma punktów przypisanych do poszczególnych cech. Uwzględniono również współczynnik wagi, który wyraża znaczenie danej cechy ze względu na niezawodność zasilania oraz ciągnione skutki techniczne i finansowe związane z usunięciem ewentualnej awarii stacji. W rezultacie minimalna ilość punktów, które może otrzymać stacja o niewielkiej randze wynosi 7,2. Natomiast stacja o najwyższym znaczeniu strategicznym może być oceniona na maksymalnie 17,3 pkt. Przyjęto ponadto, że stacje które otrzymały łącznie mniej niż 12 pkt będą klasyfikowane jako obiekty „mało ważne”. Do obiektów „ważnych” przypisano te stacje, które otrzymały 12÷15 pkt.

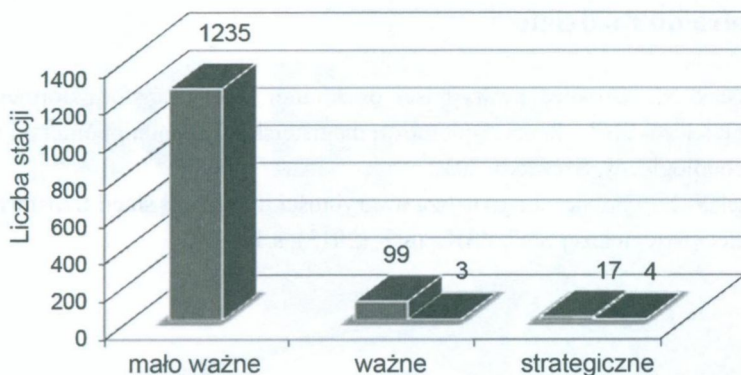
Natomiast do stacji o randze „strategicznej” zaliczono te, które oceniono powyżej 15 pkt. Ponadto, kierując się uwarunkowaniami sieciowymi i typem odbiorcy, określoną rangę stacji można nadać decyzją arbitralną.

**Tablica. 7.1.** Cechy i deskryptory przy wyznaczaniu rangi stacji SN/nn w systemie rozdzielczym SN

Cecha	Deskryptor	Wskaźnik
Moc transformatora	do 630 kVA	1
	powyżej 630 kVA	2
Ranga odbiorcy	odbiorcy komunalni	1
	odbiorcy użyteczności publicznej i podmioty gospodarcze	2
Typ stacji SN/nn	typu wiejskiego	1
	typu miejskiego	2
Ilość transformatorów w stacji SN/nn	1	1
	Więcej niż 1	2
Obciążenie stacji SN/nn	do 30%	1
	30%÷60%	2
	powyżej 30%	3
Ranga stacji SN/nn	układ sieci promieniowy	1
	układ sieci dwustronnie zasilanej	2
	układ sieci wielostronnie zasilanej	3
Decyzja arbitralna	ranga stacji	arbitralny

Podział stacji w analizowanym fragmencie sieci rozdzielczej 15 kV według powyższych zasad przedstawiono na rysunku 7.6. Wynika z niego, że do stacji o randze „mało ważna” zaliczono 1235 obiektów, co stanowi 91,4% ogólnej populacji. Natomiast do stacji „ważnych” zaliczono 102 obiekty co stanowi 7,55% ogólnej populacji, a do stacji „bardzo ważnych” zaliczono 21 obiektów co stanowi jedynie 1,55% ogólnej populacji. W trybie decyzji arbitralnej zmieniono klasyfikację siedmiu stacji SN/nn, którym podniesiono rangę o jeden stopień. Trzy stacje otrzymały rangę „ważne”, natomiast cztery zaliczono do stacji „bardzo ważnych”.





**Rys. 7.6.** Klasyfikacja stacji transformatorowych SN/nn ze względu na rangę w sieci rozdzielczej 15 kV

Przedstawiona klasyfikacja wskazuje, że dla ponad 90% analizowanej populacji rozdzielczych stacji transformatorowych wystarczająca się wydaje obsługa CM (Corrective Maintenance). Przyjmuje ona, że naprawę, remont lub zastąpienie urządzenia nowym następuje w trybie poawaryjnym. Ograniczona jest również bieżąca obsługa stacji tj. oględziny i przeglądy. Przyjęcie tego systemu uzasadnione jest ogólnie niską awaryjnością głównych urządzeń stacyjnych. Ponadto ich typizacja powoduje, że są one łatwo dostępne lub składowane na magazynie. W takiej sytuacji, dla przeważającej populacji stacji, istnieje możliwość zastosowania strategii obsługi poawaryjnej (CM) w miejsce przyjętej obecnie obsługi opartej o przeglądy okresowe (TBM). Natomiast strategię TBM można utrzymać dla 102. stacji zaliczonych do rangi „ważnych”. Z kolei dla 21 stacji sklasyfikowanych jako „strategiczne” zakres obsługi można zdefiniować bądź na bazie strategii opierającej się na oczekiwanej niezawodności (RCM) lub też czynności serwisowe powinny być wykonywane dla utrzymania zadowalającego stanu technicznego. Należy przy tym podkreślić, że przedstawiona wyżej analiza awaryjności i rangi stacji pozwala technicznie uzasadnić dość powszechnie stosowaną przez służby eksploatacyjne praktykę intuicyjnej klasyfikacji. Ponadto daje podstawę do sporządzenia odpowiednich instrukcji eksploatacji właściwych dla określonych stacji.

Działania takie pozwalają na alokację środków technicznych i finansowych w kierunku zwiększenia niezawodności stacji „ważnych” i „strategicznych”. Powinna ona skutkować obniżką kosztów eksploatacji bez wyraźnego spadku niezawodności dostawy energii oraz ciągnionych kosztów usuwania ewentualnych awarii.

## Literatura do rozdziału 7

- [1] Stasiak N.: „Analiza awaryjności oraz rangi stacji transformatorowych w sieci rozdzielczej SN” – Praca dyplomowa magisterska, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny, Szczecin, 2012
- [2] Stasiak N., Subocz J.: „Analiza awaryjności oraz rangi stacji transformatorowych w sieci rozdzielczej SN”, PAK, nr 2, (2013), s.168-171





OŚRODEK BADAWCZO-ROZWOJOWY ENERGETYKI

A close-up photograph of a glass test tube tilted at an angle, containing a bright yellow liquid. The background is a blurred laboratory setting with blue and white tones.

[www.obre.pl](http://www.obre.pl)

**OBRE** - laboratorium analiz  
materiałów elektroizolacyjnych



**Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Energetyki Sp. z o.o.**  
**41-949 Piekary Śląskie, ul. Lotników 9**  
**tel./fax +48 32 775 67 00, 775 67 02**  
**tel. kom. +48 607 691 317**

**VAT-REF.INFO.PL Sp. z o.o.**  
**41-506 Chorzów, ul. Długa 68/2**

**ISBN 978-83-938292-0-0**