

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI INFORMATYKI

Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej

Rozprawa doktorska

**Wykorzystanie metod optycznych
w diagnostyce izolacji transformatorów dużej mocy**

Promotor:
dr hab. inż. **Sebastian Borucki**, prof. PO

Autor:
mgr inż. **Arkadiusz Kulik**

Opole, październik 2018r.

Spis treści

Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń.....	5
Wstęp.....	7
I. ZAGADNIENIA TEORETYCZNE	8
1. Cel, zakres i tezy pracy	8
2. Określenia czasu życia transformatora i pomiar stopnia zesterzenia izolacji	11
2.1. Środowiskowe warunki pracy transformatora	11
2.2. Izolacja celulozowa	12
2.3. Czas życia izolacji celulozowej.....	15
2.4. Metody pomiarowe określenia stopnia zesterzenia izolacji papierowo-olejowej	17
2.4.1. Analiza chromatograficzna - DGA	19
2.4.2. Chromatografia cieczowa wysokiej rozdzielczości - HPLC	21
2.4.3. Pomiar prądów polaryzacji i depolaryzacji - PDC.....	22
2.4.4. Metoda napięcia powrotnego - RVM	23
2.4.5. Metoda spektroskopii dielektrycznej FDS	24
2.4.6. Ocena stopnia polimeryzacji - DP	26
2.4.7. Podsumowanie - aktualnie stosowane metody oceny zesterzenia izolacji papierowo-olejowej transformatorów.....	27
2.5. Aspekty obciążalności znamionowej i przeciążeniowej transformatorów	27
2.6. Zagadnienie punktu gorącego – hot spot	28
3. Aktualnie stosowane metody pomiaru temperatury części aktywnej transformatorów z izolacją papierowo-olejową.....	31
3.1. Pomiar temperatury rdzenia i jego realizacja.....	31
3.1.1. Wady pomiaru temperatury rdzenia termometrami oporowymi	33
3.2. Pomiar temperatury uzwojeń (WTI) i jego realizacja	34
3.2.1. Wady pomiaru temperatury z wykorzystaniem pomiaru pośredniego	36
3.3. Pomiar temperatury oleju w górnej warstwie i jego realizacja	37
3.3.1. Wady metody pomiaru.....	39
3.4. Termowizyjny pomiar rozkładu temperatury	39
3.4.1. Wady metody pomiaru.....	42
3.5. Wnioski dotyczące dotychczasowych technik pomiarowych.....	42
II. CZĘŚĆ KONSTRUKCYJNO-BADAWCZA	43
4. Wykorzystanie czujników optycznych do pomiaru temperatury części aktywnej transformatorów energetycznych.....	45
4.1. Przesłanki do realizacji pomiarów temperatury z użyciem czujników optycznych	45
4.2. Idea pomiarów temperatury czujnikami światłowodowymi	45

4.3. Technologia wykonania światłowodów stosowanych w pomiarach temperatury transformatorów	47
4.4. Rekomendacje w zakresie instalacji czujników światłowodowych.....	48
5. Porównanie wybranych światłowodowych systemów stosowanych do pomiaru temperatury wewnątrz kadzi transformatora	49
5.1. Instalacja systemów optycznych do pomiarów temperatury transformatorów.....	49
5.1.1. Porównanie wybranych czujników optycznych	50
5.1.2. Przepusty światłowodowe i płyta przepustów	52
5.1.3. Przewody połączeniowe czujników optycznych z jednostką rejestrującą	52
5.1.4. Rejestratory temperatury	53
5.1.5. Oprogramowanie wspierające pomiar temperatury czujnikami optycznymi	55
5.2. Praktyczna realizacja instalacji analizowanych systemów pomiarowych	56
5.2.1. Procedura kontroli światłowodu	56
5.2.2. Montaż czujników optycznych w uzwojeniach.....	57
5.2.3. Prowadzenie przewodów wewnątrz transformatora	58
5.2.4. Wyprowadzenie przewodów do płyty przepustów	61
6. Wykorzystanie modelowania matematycznego w celu wyboru miejsca instalacji światłowodowych czujników optycznych w uzwojeniach transformatora	63
6.1. Program obliczeniowy wykorzystany do obliczeń	63
6.2. Konstrukcja i dane techniczne transformatora typu TONRLc 31500/120.....	66
6.3. Wyniki symulacji obliczeniowych dla transformatora o mocy 31,5MVA	69
6.3.1. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia DN1.....	69
6.3.2. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia DN2.....	73
6.3.3. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia GN	78
6.3.4. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia GNR	82
6.4. Konstrukcja i dane techniczne transformatora o mocy 120MVA	83
6.5. Wyniki symulacji numerycznych wyznaczone dla transformatora 120MVA.....	86
6.5.1. Wyniki obliczeń symulacyjnych przyrostów temperatur uzwojenia DN	86
6.5.2. Wyniki obliczeń symulacyjnych przyrostów temperatur uzwojenia GN	89
6.5.3. Wyniki obliczeń symulacyjnych przyrostów temperatur uzwojenia GNR	93
7. Weryfikacja pomiarowa wyników uzyskanych w procesie modelowania	95
7.1. Pomiary cieplne transformatora TONRLc 31500/120	95
7.1.1. Punkty instalacji czujników optycznych w jednostce TONRLc 31500/120	96
7.1.2. Wyznaczenie strat i wartości pomocniczych	97
7.1.3. Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia DN1	100
7.1.4. Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia GN.....	102
7.2. Pomiary cieplne transformatora TONRLa 120000/225	104

7.2.1.	Punkty instalacji czujników optycznych w jednostce TONRLa 120000/225	104
7.2.2.	Wyznaczenie strat i wartości pomocniczych	107
7.2.3.	Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia DN.....	108
7.2.4.	Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia GN.....	110
8.	Analiza porównawcza wyników uzyskanych metodami stosowanymi dotychczas z rezultatami uzyskanymi z użyciem czujników światłowodowych	112
9.	Wnioski	114
10.	Podsumowanie	117
	Abstract.....	119
	Spis literatury.....	120

Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń

Symbol	Znaczenie	Jednostka
θ_h	- Hot spot, temperatura punktu gorącego	°C
θ_o	- Temperatura oleju w górnej warstwie	°C
θ_{om}	- Średnia temperatura oleju pomiędzy górną i dolną warstwą	°C
θ_b	- Temperatura oleju w dolnej warstwie kadzi	°C
θ_w	- Temperatura uzwojenia wyznaczona metodą rezystancyjną na koniec próby cieplnej	°C
θ_a	- Temperatura otoczenia	°C
$\Delta\theta_h$	- Przyrost temperatury punktu gorącego względem czynnika chłodzącego	K
$\Delta\theta_o$	- Przyrost temperatury oleju w górnej warstwie kadzi względem czynnika chłodzącego	K
$\Delta\theta_{om}$	- Przyrost temperatury średniej oleju względem czynnika chłodzącego	K
$\Delta\theta_{im}$	- Średni przyrost temperatury oleju w otoczeniu uzwojenia względem temperatury otoczenia	K
$\Delta\theta_b$	- Przyrost temperatury oleju w dolnej warstwie kadzi względem czynnika chłodzącego	K
$\Delta\theta_w$	- Średni przyrost temperatury uzwojenia względem temperatury oleju w jego otoczeniu	K
H	- Współczynnik punktu gorącego	-
g	- Gradient przyrostu pomiędzy średnią temperaturą uzwojenia a temperaturą w środku uzwojenia	-
DP	- Degree of polymerization (stopień polimeryzacji)	-
PDC	- Polarization and Depolarization Current (prąd polaryzacji i depolaryzacji)	-
RVM	- Recovery Voltage Method (metoda napięcia powrotnego)	-
FDS	- Frequency Domain Spectroscopy (metoda spektroskopii częstotliwościowej)	-
DGA	- Dissolved Gas Analysis (analiza gazów rozpuszczonych)	-
WTI	- Winding Temperature Indicator (wskaźnik temperatury uzwojenia)	-
OTI	- Oil Temperature Indicator (wskaźnik temperatury oleju)	-
$HPLC$	- High Performace Liquid Chromatography (chromatografia cieczowa wysokiej rozdzielczości)	-
V	- Prędkość starzenia	godz., dni, lata
V_n	- Prędkość starzenia w interwale czasu n	godz., dni, lata
t_n	- n-ty przedział czasowy	s
n	- Numer przedziału czasowego	-
N	- Liczba odcinków czasowych	-
τ_o	- Stała czasowa oleju w otoczeniu uzwojenia	-

τ_w	- Stała czasowa uzwojenia	-
<i>ON</i>	- Chłodzenie olejem transformatorowym lub syntetycznym z naturalnym obiegiem czynnika chłodzącego przez uzwojenia i osprzęt chłodzący	-
<i>OF</i>	- Chłodzenie olejem transformatorowym lub syntetycznym z wymuszonym obiegiem czynnika przez urządzenia chłodzące	-
<i>OD</i>	- Chłodzenie olejem transformatorowym lub syntetycznym z wymuszonym obiegiem czynnika chłodzącego przez urządzenia chłodzące i ukierunkowaniem przepływu bezpośrednio w uzwojenia	-
<i>AN</i>	- Chłodzenie powietrzne z naturalnym obiegiem czynnika przez urządzenia chłodzące	-
<i>AF</i>	- Chłodzenie powietrzne z wymuszonym obiegiem czynnika przez urządzenia chłodzące	-
<i>DN</i>	- Oznaczenie uzwojenia dolnego napięcia	-
<i>GN</i>	- Oznaczenie uzwojenia górnego napięcia	-
<i>REG</i>	- Oznaczenie uzwojenia regulacyjnego	-
<i>CCD</i>	- Charge-coupled device (czas odpowiedzi matrycy)	<i>ms</i>
<i>L.A.</i>	- Lamp attenuation – tłumienie lampy	-
<i>GN</i>	- Oznaczenie uzwojenia górnego napięcia transformatora	-
<i>DN</i>	- Oznaczenie uzwojenia dolnego napięcia transformatora	-
<i>MIN</i>	- Minimum – zaczepek przełącznika zapewniający uzyskanie minimalnej wartości napięcia uzwojenia regulowanego	-
<i>NOM</i>	- Nominalny – zaczepek przełącznika zapewniający uzyskanie wartości nominalnej napięcia uzwojenia	-
<i>MAX</i>	- Maximum – zaczepek przełącznika zapewniający uzyskanie maksymalnej wartości napięcia uzwojenia regulowanego	-
<i>OLTC</i>	- On-load tap changer (podobciążeniowy przełącznik zaczepeków)	-
<i>DETC/OCTC</i>	- De-energized tap changer / Off-circuit tap changer (bezobciążeniowy przełącznik zaczepeków)	-
<i>FAT</i>	- Factory Acceptance Tests (badania fabryczne)	-

Wstęp

Obliczanie i pomiary temperatur należą do ważnych zagadnień w projektowaniu transformatorów. Zjawiska cieplne są bezpośrednio związane z obciążeniem transformatora, generowanymi w wyniku jego pracy stratami, a w konsekwencji z procesem starzeniowym izolacji.

Podstawowym czynnikiem decydującym o czasie życia transformatorów olejowych jest stan izolacji. W związku z tym, że wykonywana jest ona głównie z materiałów na bazie celulozy, zakłada się, że jej trwałości w normalnych warunkach eksploatacji powinna wynosić od 20 do 25 lat [36, 101].

Standardowy pomiar temperatur transformatora realizowany jest najczęściej z użyciem termometrów oporowych poprzez wykorzystanie zjawiska zależności rezystancji elementu termoelektrycznego od zmiany temperatury. Aktualnie w monitoringu temperatury części aktywnej transformatorów oraz oleju izolacyjnego wypełniającego ich kadź stosowany jest pomiar z wykorzystaniem czujników typu Pt100 lub Ni100 [43, 81]. W przypadku tych czujników elementem termoczułym jest wysokiej jakości platyna lub nikiel. Pomiary temperatury realizowane w ten sposób mają jednak wyraźne ograniczenia, które związane są m.in. z dopuszczalnym obszarem instalacji tych czujników – nie jest możliwe umieszczanie tego typu sond pomiarowych w bliskiej odległości uzwojeń, które znajdują się na wysokim potencjale. Z tej przyczyny termometry oporowe instalowane są na pokrywie w kapilarach wypełnionych olejem lub w górnym jarzmie rdzenia transformatora jako tzw. czujnik szczelinowy [73]. Wobec powyższego, pomiar temperatury uzwojeń może być realizowany tylko w sposób pośredni, z wykorzystaniem opracowanego modelu cieplnego.

Ograniczenia dotychczasowych metod pomiarowych powodują, że uzyskiwane w ten sposób pomiary nie są do końca miarodajne, a obliczenia cieplne opierające się o estymacje prowadzone z wykorzystaniem wyznaczonych współczynników nie gwarantują dostatecznej dokładności i pewności w ocenie pozostałego czasu życia transformatora [35]. Rozwój technologii pomiarowych i wprowadzenie na rynek producentów transformatorów optycznych czujników pomiarowych stworzyło jednak możliwość skutecznego pomiaru temperatury dowolnych elementów ich części aktywnej. Pierwsze próby realizacji bezpośredniego pomiaru temperatury w transformatorach z użyciem tych czujników podjęto już w połowie lat 80-tych [141]. Natomiast w chwili obecnej obserwuje się stałe doskonalenie systemów pomiaru temperatury bazujących na czujnikach światłowodowych.

Aktualnie istnieje możliwość bezpiecznej instalacji czujników optycznych bezpośrednio w uzwojeniach wysokiego napięcia [73]. Czujnik umożliwia jednak pomiar tylko w jednym zdefiniowanym wcześniej punkcie, który po instalacji nie może ulec zmianie. Natomiast zwiększenie ilości punktów pomiarowych możliwe jest w ograniczonym zakresie i limitowane możliwościami zastosowanego systemu pomiarowego. Dlatego kluczowym zagadnieniem jest prawidłowe określenie punktów instalacji i ocena, czy metoda ta stanowi skuteczną alternatywę pomiarową wobec rozwiązań stosowanych do tej pory. Obecnie brak jest także jednoznacznych wytycznych gwarantujących efektywne wykorzystanie tej metody pomiarowej, a zamawiający nowe transformatory nie mają możliwości technicznej weryfikacji poprawności umieszczenia przez producenta poszczególnych czujników w tzw. punktach gorących uzwojeń i rdzenia.

I. ZAGADNIENIA TEORETYCZNE

1. Cel, zakres i tezy pracy

Ogólnym celem niniejszej rozprawy jest określenie możliwości wykorzystania metody optycznej pomiaru temperatury w diagnostyce izolacji transformatorów dużej mocy, bazującej na obliczeniu, a następnie na wskazaniu punktów, w których należy umieścić optyczne czujniki pomiaru temperatury w uzwojeniach transformatora, aby zapewnić skuteczne odwzorowanie rzeczywistego stanu termicznego jego części aktywnej.

Do celów szczegółowych przeprowadzonych w ramach niniejszej rozprawy prac naukowo-badawczych należy zaliczyć:

- rozpoznanie cech i analizę możliwości różnych systemów pomiarowych opartych na czujnikach optycznych (światłowodowych) oferowanych przez różnych producentów tych urządzeń,
- wykonanie obliczeń cieplnych dla wybranych transformatorów, które będą podstawą do dokładnego określenia lokalizacji punktów gorących w uzwojeniach badanych jednostek transformatorowych,
- praktyczne zaimplementowanie systemów optycznego pomiaru elementów części aktywnej wybranych transformatorów podczas ich produkcji (instalacja czujników optycznych we wcześniej wyznaczonych obliczeniowo punktach pomiarowych),
- ustalenie wytycznych technologicznych pozwalających na bezpieczną instalację czujników i ich wyprowadzenie poprzez wysokonapięciowy układ izolacyjny do urządzenia rejestrującego,
- wykonanie numerycznych obliczeń cieplnych wybranych jednostek, które pozwolą na możliwie precyzyjne wyznaczenie punktów gorących uzwojeń, w których zostaną umieszczone czujniki światłowodowe,
- wykonanie pomiarów prowadzonych w sposób ciągły on-line w ramach próby cieplnej transformatora podczas końcowych prób fabrycznych,
- analizę porównawczą otrzymanych wyników pomiarów z wykonanymi numerycznie obliczeniami spodziewanych przyrostów temperaturowych w poszczególnych częściach uzwojeń i rdzenia wybranych jednostek transformatorowych.

W rozprawie przyjęto następujące tezy:

„Możliwe jest efektywne wykorzystanie czujników światłowodowych do pomiaru temperatury w punktach gorących części aktywnej transformatorów dużej mocy i precyzyjne określenie rzeczywistej temperatury części aktywnej transformatorów”,

„Na podstawie wyników modelowania rozkładu pola temperaturowego w izolacji głównej transformatora możliwe jest wskazanie właściwych punktów instalacji światłowodowych czujników optycznych do pomiaru temperatury w tzw. punktach gorących”.

Dla udowodnienia postawionych w pracy tez, autor podjął następujące zagadnienia:

- przeanalizował problematykę „czasu życia” transformatora i aktualnie stosowane metody pomiaru stanu technicznego izolacji i stopnia jej zesterzenia,
- przeprowadził przegląd stosowanych metod pomiaru temperatury części aktywnej transformatorów wraz z analizą ich możliwości technicznych i ograniczeń,
- w ramach części konstrukcyjno-badawczej przeanalizował działanie i konfigurację dostępnych na rynku światłowodowych systemów pomiaru temperatury,
- dokonał porównania zastosowanych przez siebie optycznych systemów pomiarowych trzech różnych producentów,
- przeprowadził numeryczne obliczenia cieplne dla wszystkich uzwojeń dwóch typów transformatorów dużej mocy z wykorzystaniem pakietu oprogramowania SAPR TON - obliczenia wykonano dla skrajnych i nominalnych wartości napięcia regulowanego,
- na podstawie analizy wyników otrzymanych z obliczeń numerycznych wyznaczył charakterystyki rozkładu temperatury punktów gorących wzdłuż wysokości uzwojeń,
- na podstawie zebranych wyników obliczeń symulacyjnych wyznaczył nastawy uzwojenia regulacyjnego, dla których uzyskiwane temperatury punktów gorących miały najwyższe wartości,
- ustalił, dla której cewki i na jakiej wysokości uzwojenia uzyskiwana jest najwyższa temperatura punktu gorącego, wskazując tym samym miejsca instalacji czujników optycznych,
- przeprowadził instalację czujników optycznych w cewkach uzwojeń transformatora typu TONRLc 31500/120 i chłodzeni ONAN - instalację wykonano na uzwojeniach trzech faz zgodnie z wynikami uzyskanymi podczas obliczeń cieplnych,
- na podstawie przeprowadzonej weryfikacji pomiarowej autor określił fazę transformatora typu TONRLc 31500/120, dla której występują najwyższe temperatury punktów gorących,
- przeprowadził instalację czujników optycznych w cewkach uzwojeń transformatora typu TONRLa 120000/225 i chłodzeniu ONAF - instalację wykonano na uzwojeniu fazy V (środkowej) zgodnie z wynikami uzyskanymi podczas obliczeń cieplnych,
- zastosował rozkład czujników optycznych na obwodzie mierzonej cewki uzwojenia transformatora TONRLa 120000/225, który pozwolił na określenie wielkości różnic w wartości rzeczywistej mierzonej temperatury,
- stosując dodatkowy czujnik optyczny w cewce fazy U transformatora TONRLa 120000/225 przeprowadził dodatkową weryfikację obliczeń z wartością pomiarową temperatury dla tej cewki,
- na podstawie uzyskanych wyników pomiarów ustalił gdzie w ramach badanej fazy V transformatora powinny być umieszczane czujniki pomiarowe, tak aby rejestrowały one rzeczywistą temperaturę punktu gorącego,
- porównał otrzymane wyniki pomiarów z odczytem realizowanym w sposób konwencjonalny metodą rezystancyjną,
- przeprowadził porównanie otrzymanych wyników pomiarowych podczas prób grzania wybranych transformatorów z rezultatami obliczeń numerycznych,

- dokonał weryfikacji możliwości efektywnego wyznaczania punktów gorących części aktywnej transformatorów na podstawie numerycznych obliczeń cieplnych, które skorelował z przyrostami temperaturowymi wyznaczonymi z użyciem systemów optycznych, które mierzono podczas prób nagrzewania wybranych jednostek,
- przedstawił wnioski na temat możliwości efektywnego wykorzystania systemów optycznego pomiaru temperatury punktów gorących części aktywnej transformatorów prowadzonych w sposób on-line.

2. Określenia czasu życia transformatora i pomiar stopnia zestarzenia izolacji

Podczas pracy transformatora, w wyniku przemagnesowywania rdzenia i przepływu prądu przez uzwojenia generowane są straty jałowe i obciążeniowe [77, 131], które przekształcane są głównie w wydzielanie energii cieplnej. Efektem zachodzących zjawisk fizycznych jest nagrzewanie się części aktywnej transformatora, której przyrost temperaturowy nie może przekroczyć wartości temperatury granicznej zastosowanego podczas produkcji transformatora materiału. Kryterium temperaturowe jest szczególnie ważne dla stosowanych materiałów izolacyjnych ponieważ długotrwałe przekroczenie dopuszczalnych temperatur powoduje pogorszenie ich parametrów, a tym samym stanowi zagrożenie dla bezpiecznej niezawodnej eksploatacji danej jednostki transformatorowej.

Materiały elektroizolacyjne wykorzystywane do budowy wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych zostały podzielone przez Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (IEC) na klasy odporności materiałów izolacyjnych, które określają ich wytrzymałość cieplną [96]. Przedstawiona w tabeli 2.1 klasyfikacja umożliwia dobór danego materiału izolacyjnego do maksymalnie dopuszczalnych termicznie warunków jego pracy. Wyróżniona w tabeli 2.1 klasa izolacji A (wiersz szary) dotyczy kryterium termicznego, który jest najczęściej przyjmowany podczas projektowania układu izolacyjnego transformatorów dużej mocy bazujących na celulozie i oleju elektroizolacyjnym [87, 88].

Tabela 2.1. Podział klas izolacji [54, 96]

Symbol klasy izolacji	Temperatura maksymalna trwale dopuszczalna [°C]
z	60
X	75
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
C	ponad 180

2.1. Środowiskowe warunki pracy transformatora

Na czas życia transformatora przekładają się bezpośrednio warunki środowiskowe w jakich pracuje dana jednostka i dla takich warunków określana jest wartość jej mocy znamionowej. Zgodnie z wytycznymi Normy PN-EN 60076-1, dla transformatorów olejowych chłodzonych powietrzem, warunki te przyjmuje się następująco:

- wysokość zainstalowania powyżej poziomu morza nie więcej niż 1000 m,
- temperatura powietrza chłodzącego nie wyższa niż:
 - 40 °C – w dowolnej chwili,
 - 30 °C – średnia miesięczna temperatura najgorętszego miesiąca,

- 20 °C – średnia roczna temperatura.
- temperatura powietrza chłodzącego nie niższa niż:
 - - 25 °C dla transformatorów zainstalowanych na zewnątrz,
 - - 5 °C dla transformatorów, które wraz z chłodzeniem zainstalowane są wewnątrz.

Zmawiający może jednak ustalić wyższą minimalną temperaturę. Natomiast dla jednostek chłodzonych wodą, wartości temperatury nie powinny przekroczyć:

- 25 °C w dowolnym momencie,
- 20 °C średniorocznie [143].

Tabela 2.2. Dopuszczalne przyrosty temperatur dla transformatorów olejowych [146]

Wymagane dla	Graniczny przyrost temperatury [K]
Izolacji w górnej warstwie	60
Średniej temperatury uzwojeń:	
- chłodzenia ON i OF	65
- chłodzenia OD	70
Hot-spot uzwojenia	78
Elementów konstrukcji	Nie określona

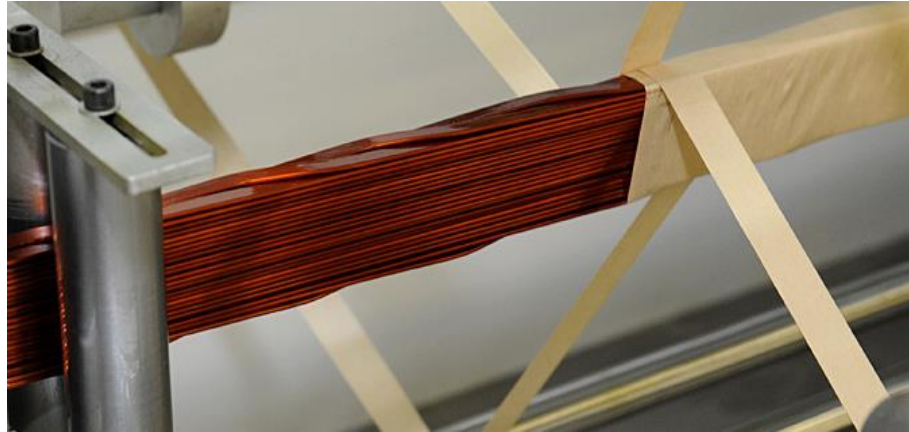
Wymienione w tabeli 2.2 wartości przyrostów temperatur transformatora są wartościami gwarantowanymi i podlegają sprawdzeniu podczas prób fabrycznych. Jeżeli nie ustalono innych wartości pomiędzy producentem a zamawiającym, to dane przedstawione w tabeli 2.2, obowiązują także dla izolacji papierowej o ulepszonych parametrach termicznych [82, 91, 146].

Dopuszczalny przyrost temperatury nagrzewania elementów konstrukcyjnych takich jak: rdzeń, belki rdzenia, ekrany, nie jest określony w unormowaniach, ale powinien być taki, aby nie powodował uszkodzenia sąsiadujących części izolacji stałej lub przyspieszonego starzenia izolacji olejowej. Porozumienia pomiędzy zamawiającym i producentem może wymagać jedynie określenie dopuszczalnego przyrostu temperatury rdzenia, gdyż ten parametr nie został uregulowany w normach. Przy wyznaczaniu tego kryterium producenci transformatorów często kierują się indywidualnym podejściem, które bazuje na ich wieloletnim doświadczeniu przy projektowaniu i produkcji transformatorów. Niemniej jednak, przyjęte przez producenta wartości kryterialne powinny zostać zamieszczone w stosowanych protokołach pomiarowych [34, 76].

2.2. Izolacja celulozowa

Izolacja transformatorów dużych mocy od wielu lat wykonywana jest głównie na bazie celulozy, a podstawowym jej elementem wykorzystywanym do izolowania przewodów miedzianych jest papier izolacyjny i bariery (rys. 2.1). Papier izolacyjny wykonywany jest z celulozy świerkowej lub sosnowej, przerobionej przy pomocy procesu zasadowego i długotrwałego mielenia na chudo – taka celuloza daje pewność dużej wytrzymałości mechanicznej papieru, dobrą jego nasiąkliwość i dobre własności izolacyjne [1, 48].

Wytrzymałość dielektryczna wyrobów celulozowych jest tym większa, im większy jest ich ciężar objętościowy, lepsza równomierność rozłożenia włókien (mniejsza przepuszczalność powietrza) i większa czystość (mniejsza przewodność wyciągu wodnego). Dlatego w procesie końcowym budowy transformatora całość izolacji jest suszona i zalewana olejem izolacyjnym pod próżną [39, 75, 128].



Rys. 2.1. Widok izolowanej papierem kablowym wiązki przewodów CTC [52]

Izolacja papierowa termicznie ulepszona

W celu wydłużenia czasu życia izolacji papierowej bazującej na celulozie wprowadzono do użycia tzw. izolację papierową ulepszoną termicznie. Wydłużenie czasu życia tej izolacji uzyskano poprzez chemiczną modyfikację uzyskując spowolnienie procesu rozkładu papieru. Miało na to wpływ zredukowanie ze składu czynników wpływających na tworzenie wody lub zastosowanie inhibitorów wody [8, 24]. Papier uważany jest za termicznie ulepszony jeżeli spełnia kryteria zdefiniowane w [56]; tzn. posiada 50% wytrzymałości na rozciąganie po 65 tyś. godzin sezonowania w temperaturze 110 °C w zamkniętej tubie. Ponieważ termicznie ulepszony papier zawiera dodatkowe składniki chemiczne zawierające azot, który nie jest obecny w tradycyjnej pulpie celulozowej, to stopień modyfikacji ulepszanego termicznie papieru jest ustalony przez badanie składu zawartości w nim atomów azotu. Typowa zawartość azotu w papierach termicznie ulepszonych waha się pomiędzy 1 a 4% dla pomiaru wykonanego zgodnie z normą [139].

Transformerboard

Transformerboard jest celulozowym materiałem izolacyjnym stosowanym w jednostkach transformatorowych z izolacją papierowo-olejową do wykonania barier izolacyjnych pomiędzy uzwojeniami, pomiędzy fazami, pierścieni izolacyjnych izolacji jarzmowej oraz formowania kołnierzy izolacyjnych i osłonowych wyprowadzeń wysokonapięciowych [45, 114]. Materiał ten dostarczany jest w formie arkuszy, które po odpowiednim uformowaniu tworzą tuleje izolacyjne umieszczane między uzwojeniami lub stosowane są do wykonywania wstawek dystansowych pomiędzy cewkami uzwojeń. Grubość tulei wynosi od 2 do 8mm. Możliwość swobodnego formowania na zimno lub na gorąco pulpy celulozowej podczas produkcji transformerboard'u została wykorzystana także do formowania izolacji w kształcie kołnierzy kątowych osłaniających krawędzie uzwojeń lub osłon wyprowadzeń wysokonapięciowych

(rys. 2.2). Odpowiednio dobrane pod kątem wytrzymałości napięciowej bariery z tego materiału izolacyjnego przyczyniły się do znaczącej redukcji odległości izolacyjnych. Dzięki nim zlikwidowano także problem efektywnego wysuszenia izolacji papierowej, który dotyczył głównie wyprowadzeń wysokonapięciowych – w tradycyjnym wykonaniu grubość izolacji celulozowej na wyprowadzeniach cewek dla napięcia 110 kV dochodziła aż do 25 mm [62]. Zastosowanie transformerboard jako izolacji modułowej ograniczono również pracochłonność ręcznego wykonania tej izolacji i zwiększono jej niezawodność przy ograniczeniu odległości izolacyjnych.



Rys. 2.2. Widok formowanych elementów układu izolacyjnego transformatora [51]

Porównanie głównych właściwości papieru izolacyjnego i transformerboardu przedstawia tabela 2.3.

Tabela 2.3. Porównanie właściwości papieru izolacyjnego i transformerboardu [Oprac. własne, 32]

Parametr	Papier izolacyjny	Transformerboard
Gęstość [g/m^3]	1,05	1,2
Grubość [mm]	0,06 – 0,12	1-8
Zawartość wilgoci [%]	<6	<8
PH wyciągu wodnego	7	7
Wytrzymałość dielektryczna w oleju [kV/mm]	67,3	min 40
Wytrzymałość na zrywanie w kierunku wzdłużnym [N]	83 (gr.0,06) 127,5 (gr.0,12)	-
Zastosowanie	Izolacja przewodów nawojowych, wyprowadzeń	Wstawki dystansowe, bariery izolacyjne, kliny,

Inną odmianą transformerboard jest tzw. **pressboard**, z którego wykonywane są elementy układu prasującego uzwojenia transformatora od strony jarzm rdzenia [65, 103, 129]. Służą one do wykonania pierścieni prasujących i klocków dystansowych i jest łatwiejszy w obróbce maszynowej w stosunku do tradycyjnego transformerboard [57].

Izolacji transformatora stawia się następujące wymagania:

- duża odporność na temperaturę,
- dobra przewodność cieplna,
- duża wytrzymałość mechaniczna i elektryczna,
- duża rezystywność skrośna i powierzchniowa,
- mała stratność,
- mała grubość,
- odporność na działanie substancji chemicznych i promieniowania,
- odporność na wchłanianie wilgoci (niehigroskopijność),
- niską cenę.

2.3. Czas życia izolacji celulozowej

Jeśli pominąć wszystkie zewnętrzne czynniki, można w uproszczeniu przyjąć, że układ izolacyjny transformatora w głównej mierze ulega tzw. starzeniu chemicznemu. Starzenie chemiczne jest procesem w głównej mierze zależnym od temperatury, a jego stały w czasie rozwój prowadzi do stopniowego osłabiania, a ostatecznie do całkowitej degradacji papierowo-olejowego układu izolacyjnego wysokonapięciowych urządzeń elektrycznych [47, 127, 130].

Według prawa sformułowanego przez Arrheniusa, dotyczącego szybkości reakcji chemicznej, czas degradacji celulozowego układu izolacyjnego można opisać wzorem:

$$\tau = e^{(\alpha + \beta/T)}, \quad (2.1)$$

gdzie: τ - czas życia izolacji; α , β - stałe; T - temperatura bezwzględna [35, 36, 58, 60].

W obrębie ograniczonego przedziału temperatur, zależność 2.1 może zostać uproszczona, a jej przybliżoną regułą można opisać wykładniczą postacią Montsingera:

$$\tau = Ae^{-p\Theta}, \quad (2.2)$$

gdzie: $A = 7,154 \times 10^4$ - stała, $p = 0,0865$ - stała, Θ - temperatura w °C [32, 43].

Wartość stałych we wzorach jest uzależniona od wielu czynników, takich jak początkowa jakość wyrobów celulozowych (dodatki chemiczne, skład surowca) i parametry otoczenia (zawartość wody, wolny tlen w układzie). Niezależnie od tego, w przedziale temperatur 80÷140 °C, odpowiadającym rzeczywistym warunkom pracy transformatora olejowego, współczynnik p uznaje się za stały. Jego wartość jest tak ustalona, że szybkość starzenia izolacji podwaja się przy wzroście temperatury o około 6 °C [2, 146].

W efekcie powyższych założeń, dla transformatorów zaprojektowanych zgodnie z normą [143], otrzymujemy względną szybkość cieplnego starzenia się izolacji równą jedności dla temperatury najgorętszego punktu 98 °C, czemu odpowiada praca w temperaturze otoczenia 20 °C i przyrost temperatury najgorętszego miejsca o 78 °C. Względna szybkość starzenia określana jest następująco:

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6}, \quad (2.3)$$

gdzie: V - względną szybkość starzenia cieplnego, θ_h - temperatura punktu gorącego w °C [35, 58, 79, 100].

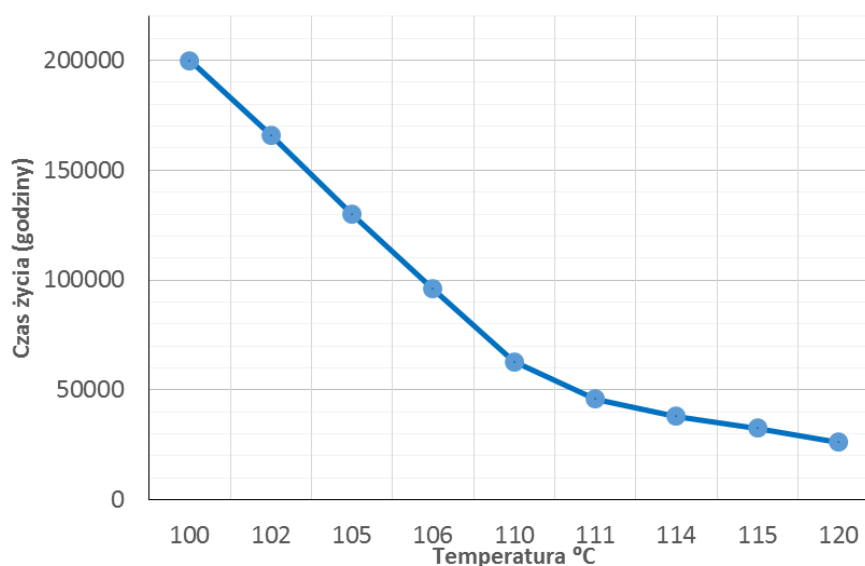
Coraz częściej transformatory mają układ izolacyjny wykonany z materiałów o ulepszonych właściwościach cieplnych. W wielu przypadkach transformatory z tą izolacją mają normalny oczekiwany czas życia w temperaturze najgorętszego miejsca 110 °C [16, 28, 66, 103]. W przypadku zastosowania izolacji termicznie ulepszonej zależność dotycząca względnej szybkości starzenia przedstawia się następująco:

$$V = 2^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)}, \quad (2.4)$$

Z przedstawionych zależności 2.1-2.4 jednoznacznie wynika jednak, że szybkość starzenia izolacji celulozowej zależy głównie od temperatury najgorętszego miejsca uzwojenia. W tabeli 2.4 oraz na rys. 2.3 przedstawiono w postaci współczynników względną szybkość starzenia izolacji celulozowej w zależności od wartości temperatury punktu gorącego.

Tabela 2.4. Zależność szybkości starzenia od temperatury punktu gorącego [53]

θ_h [°C]	Względna szybkość starzenia izolacji celulozowej	Względna szybkość starzenia izolacji celulozowej termicznie ulepszonej
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128	17,2



Rys. 2.3. Wykres czasu życia izolacji celulozowej w zależności od temperatury [53]

Na podstawie danych zestawionych w tabeli 2.4 można zaobserwować, że dla izolacji celulozowej w wykonaniu tradycyjnym (nieulepszonym), na każdą zmianę temperatury o 6 stopni następuje podwojenie szybkości starzenia lub odpowiednio zwiększenie trwałości izolacji o połowę. Przedstawiona zależność, funkcjonująca wcześniej jako tzw. „prawo 8-miu stopni”, ewaluowało do obecnej postaci, czyli tzw. „prawa 6-ciu stopni”. Zmian ta związana jest m.in. z badaniami przeprowadzonymi przez F.M. Clarka, według których „prawo 8-miu stopni obowiązuje dla wyższych temperatur, powyżej ok. 120 °C [20, 26].

Przedstawione powyżej reguły bazują przy przyjęciu obciążeń długotrwałych. Obliczenie zużycia czasu życia w dowolnych chwilach czasowych w temperaturze najgorętszego miejsca 98 °C wyraża się również w miesiącach, dobach lub godzinach. Jeżeli w pewnym okresie czasu t obciążenie i temperatura są stałe, to względne zużycie czasu życia wynosi V_t .

Gdy warunki pracy i temperatura otoczenia są zmienne, to względna szybkość starzenia jest również zmienna. Utrata życia izolacji w określonym czasie t wynosi wówczas:

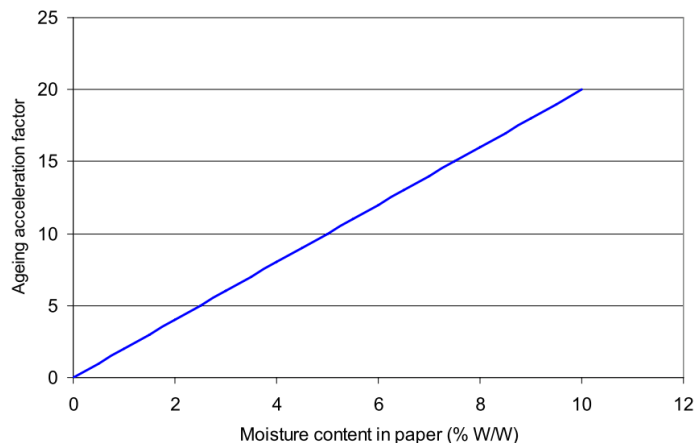
$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad (2.5)$$

lub

$$L = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n, \quad (2.6)$$

gdzie: L – utrata życia izolacji, V – prędkość starzenia, t – czas [91].

Proces degradacji izolacji jest ściśle związany z obecnością wilgoci. W efekcie wzrostu zawartości wody w izolacji celulozowej przyspieszane są procesy starzeniowe [13, 36, 41].



Rys. 2.4. Współczynnik akceleracji starzenia celulozy w zależności od poziomu zawilgocenia izolacji [28]

2.4. Metody pomiarowe określenia stopnia zestarzenia izolacji papierowo-olejowej

O czasie życia transformatora decyduje stan układu izolacyjnego, a w szczególności jego izolacja stała wykonanej na bazie celulozy. Poprawnie definiuje to stwierdzenie, że czas życia transformatora wyraża się czasem życia papieru, z którego zbudowano jego izolację. Podczas eksploatacji mamy do czynienia z naturalnym procesem termicznej degradacji celulozy. Związany jest on ze skróceniem i rozpadem wiązań C-O-C pod wpływem działania tlenu, wilgoci i temperatury [85, 103]. Objawami postępującego procesu starzenia celulozy są:

- utrata wytrzymałości mechanicznej i elektrycznej izolacji,
- zmiana koloru izolacji na coraz ciemniejszy,
- skrócenie długości łańcuchów celulozy – depolimeryzacja,
- zawartość wody oraz kwasów w izolacji,
- pojawienie się zanieczyszczeń w oleju transformatorowym.

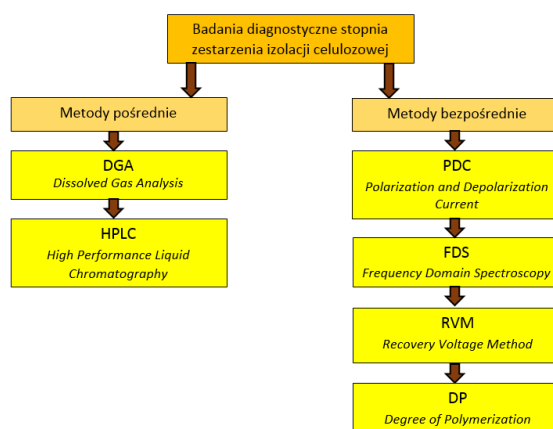
Ze znaczącym zwiększeniem rozpadu wiązań celulozowych mamy do czynienia przy temperaturze ponad 105 °C, a z ich całkowitym zniszczeniem i karbonizacją w temperaturze powyżej 300 °C [53].

W celu określenia stopnia zesterzenia izolacji olejowo-papierowej transformatorów, a tym samym ich kwalifikowania do dalszej eksploatacji lub wymiany, wykonywane są badania dodatkowe. O aktualnym stanie dielektryka powinno się wnioskować na podstawie wartości kilku różnych wskaźników izolacji, ponieważ jednej uniwersalnej wielkości nie udało się dotychczas określić z uwagi na różnorodność narażeń i zjawisk. Wskaźniki izolacji mierzy się różnymi metodami nieelektrycznymi wykorzystując, np. emisję akustyczną (EA), chromatografię gazową (GDA), czy spektroskopię dielektryczną (FDS), albo innymi metodami elektrycznymi, np. pomiar rezystancji izolacji, pomiar stratności dielektrycznej, itp. [11].

Produktami ubocznymi starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego transformatora, na podstawie identyfikacji których można diagnozować postępującą degradację izolacji głównej urządzenia są m.in.:

- zawartość wody w izolacji,
- zawartość gazów rozpuszczonych w oleju izolacyjnym (CO, CO₂),
- zakwaszenie oleju izolacyjnego (wzrost liczby kwasowej),
- obecność związków furany rozpuszczonych w oleju.

Wyżej wymienione produkty mogą być również jednocześnie akceleratorami procesów starzeniowych, a ich szybkie usunięcie może przyczynić się do spowolnienia rozwijającej się degradacji układu izolacyjnego. Ważny jest więc odpowiedni dobór metod diagnostycznych, które umożliwią efektywną identyfikację zachodzących wewnątrz kadzi transformatora zjawisk starzeniowych [86, 116]. Zestawienie aktualnie stosowanych metod diagnostycznych do oceny stopnia zesterzenia układu izolacyjnego transformatorów dużej mocy przedstawiono na rys. 2.5.

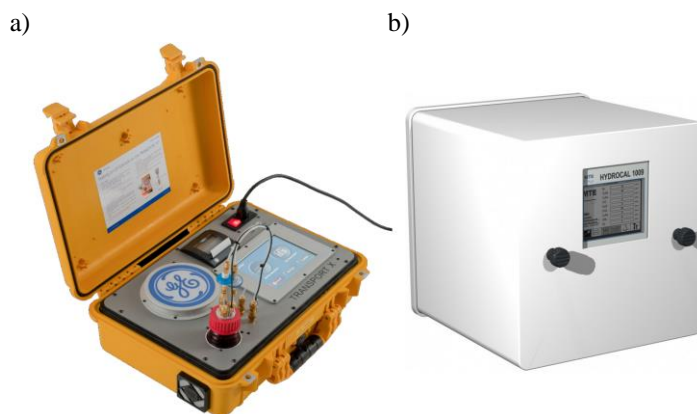


Rys. 2.5. Wykaz metod diagnostycznych stopnia zesterzenia izolacji [Oprac. własne]

Badania diagnostyczne dotyczące ocenę stopnia zesterzenia izolacji transformatora mogą zostać wykonane na próbce oleju pobranego z jego kadzi - w przypadku pracującej jednostki, lub na próbce papieru – jeśli możliwe było jej pobranie, np. w trakcie przeglądu wewnętrznego.

2.4.1. Analiza chromatograficzna - DGA

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju jest najbardziej rozpowszechnioną i skuteczną metodę śledzenia stanu technicznego transformatorów. Początkowo metoda wykorzystywana była wyłącznie w warunkach laboratoryjnych z wykorzystaniem chromatografów stacjonarnych. W ostatnich latach obserwuje się jednak stały rozwój metody chromatografii gazowej DGA (ang. *Dissolved Gas Analysis*) i stosowanie przenośnych analizatorów w miejscu pracy badanego transformatora. Obecnie, dzięki aparaturze instalowanej bezpośrednio na kadzi transformatorów, prowadzony jest także monitoring gazów rozpuszczonych w oleju w sposób on-line (rys. 2.6) [17, 18, 98, 135].



Rys. 2.6. Widok aparatury pomiarowej metody DGA:
a) w wersji przenośnej Transport X firmy GE [140], b) monitoringu on-line Hydrocal 1009 firmy ZTE [92]

Analiza DGA polega na wydzieleniu rozpuszczonych w oleju gazów, oznaczeniu ich składu i koncentracji na chromatografie gazowej oraz na przeprowadzeniu interpretacji wyników i odniesieniu ich do opracowanych kryteriów [27, 65].

W oparciu o urządzenia pracujące w sposób on-line, prowadzony może być monitoring zawartości od jednego do dziewięciu gazów charakterystycznych. Na podstawie wyników pomiarów, składu i ilości poszczególnych gazów możliwe jest określenie zjawisk i trendów zachodzących wewnątrz kadzi transformatora w czasie jego normalnej eksploatacji.

Analiza DGA gazów rozpuszczonych w oleju transformatora umożliwia w szczególności identyfikację defektów, których rozwój związany jest z rozkładem izolacji papierowo-olejowej pod wpływem temperatury lub pola elektrycznego, jak również odróżnienie ich od normalnego starzenia się jego wewnętrznego układu izolacyjnego [6, 31]. Dla wolno rozwijających się defektów, powstające pęcherzyki gazów poruszają się swobodnie i rozpuszczają się całkowicie w oleju transformatorowym. W przypadku nagłego rozwoju uszkodzenia układu izolacyjnego, w krótkim czasie powstaje duża ilość gazów, która powoduje generację sygnału alarmowego lub wyłączenie transformatora przez przekątnik Buchholza. Często stosowanym rozwiązaniem

zabezpieczającym dla transformatorów jest system przeciwwybuchowy, np. Sergi Transformer Protector, którego zadaniem jest zapobiegnięcie rozerwaniu kadzi [74, 93].

Produkty rozkładu izolacji papierowo-olejowej powstające podczas uszkodzeń lub nieprawidłowości umożliwiają określenie ich typu. Do najczęściej spotykanych typów usterek, których istnieje możliwość detekcji i identyfikacji należą:

- wyładowania niezupełne,
- wyładowania zupełne,
- lokalne przegrzania wewnętrzne [31, 109, 138].

W zakresie wymienionych przegrzań wewnętrznych skład pojawiających się gazów zależy od miejsca i temperatury przegrzania. Jeżeli mamy do czynienia z temperaturami niższymi pojawia się wodór i węglowodory nasycone (metan, etan, propan). Dla temperatur wyższych charakterystyczne jest pojawienie się węglowodorów nienasyconych (etylen, propylen). Jeżeli dochodzi do degradacji cieplnej izolacji celulozowej wydziela się także tlenek (CO) oraz dwutlenek węgla (CO₂) oraz woda (H₂O). Przegrzanie może być spowodowane m.in. przez przeciążenie transformatora, niedrożność kanałów olejowych w uzwojeniach, bądź niesprawny układ chłodzenia [12, 22, 67, 68].

Nie definiuje się sztywnych dopuszczalnych poziomów zawartości gazów w oleju. Określone są raczej tzw. wartości typowe koncentracji, które wyznaczono na podstawie grupy eksploatowanych i przebadanych wielokrotnie transformatorów [55]. Koncentracje graniczne ustalane są również z reguły indywidualnie, z uwzględnieniem ryzyka uszkodzenia i aspektów ekonomicznych danej jednostki transformatorowej (Tabela 2.5).

Tabela 2.5. Przyjmowane typowe wartości koncentracji gazów w oleju transformatorów [31, 104]

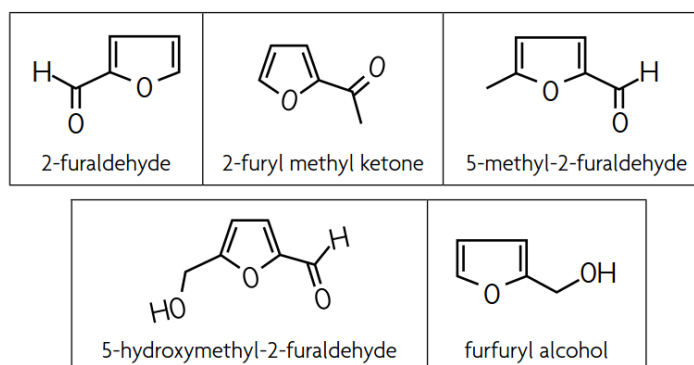
Gazy wydzielone w oleju	Koncentracja gazów w stosunku do objętości oleju [ppm]		Normalny poziom koncentracji gazów wg praktyki PSE [ppm]
	Transformator blokowy	Transformator sieciowy	
H ₂ - wodór	260	350	150
CH ₄ - metan	250	200	220
C ₂ H ₆ - etan	160	170	130
C ₂ H ₄ - etylen	250	260	160
C ₂ H ₂ - acetylen	20	70	55
C ₃ H ₈ - propan	40	30	-
C ₃ H ₆ - propylen	40	40	-
CO – tlenek węgla	280	260	450
CO ₂ – dwutlenek węgla	3500	4000	3000
Dopuszczalna suma zawartości gazów palnych	< 2200	< 2500	≤ 1000

W analizie eksploatacyjnej transformatorów uwzględniana jest również dopuszczalna suma gazów palnych rozpuszczonych w oleju oraz dynamika wzrostu ich zawartości. Uwzględniane są również liczbowe stosunki koncentracji węglowodorów. Metoda DGA jest użyteczna w zakresie ustalenia czy w transformatorze zachodzą procesy degradacji

temperaturowej izolacji, a tym samym jej starzenia. Metoda DGA nie umożliwia jednak ustalenia rzeczywistej wartości temperatury przy której stwierdzono występowanie starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego badanego transformatora, a tym samym określenia pozostałego czasu życia danego urządzenia.

2.4.2. Chromatografia cieczowa wysokiej rozdzielczości - HPLC

Chromatografia cieczowa wysokiej rozdzielczości HPLC (ang. *High Performance Liquid Chromatography*) pozwala na oznaczenie zawartości związków furanu. W związku z tym, że nie można pobrać próbek papieru z pracującego transformatora, w praktyce eksploatacyjnej często wykorzystuje się ocenę pośrednią, określając koncentrację związków furanu w oleju. W metodzie HPLC separowanie związków furanu z oleju jest realizowane metodą ekstrakcji ciecz–ciecz, zgodnie z normą [149]. Analiza związków furanu w oleju jest dobrym narzędziem oceny zestarzenia izolacji papierowej, ponieważ związki furanu są rozpuszczalnymi w oleju produktami powstałymi w wyniku degradacji cieplnej, lub hydrolitycznej celulozy (rys. 2.7) [64, 80].



Rys. 2.7. Związki furanów występujące w oleju izolacyjnym transformatorów – struktura chemiczna [110]

W zależności od koncentracji i typu związku furanu możliwa jest ocena przyczyny ich powstawania. Znajomość ich ilości jest również wykorzystywana przy ocenie stopnia zestarzenia izolacji celulozowej transformatora. Wyznaczane aktualnie związki furanu oraz ich korelację z detekcją i rozwojem defektu w wewnętrznym układzie izolacyjnym transformatora przedstawia tabela 2.6.

Tabela 2.6. Furany występujące w oleju transformatorowym i przyczyny ich występowania [44]

Nazwa furanu	Oznaczenie związku	Typ zakłócenia
5-hydroksy-metylo 2-furfural	5H2F	Utlenianie
alkohol 2-furfurylowy	2FOL	Wysokie zawilgocenie
2-furfural	2FAL	Przegrzania długotrwałe – błędy konstrukcyjne
2-acetylofuran	2ACF	Rzadko spotykany, niezdefiniowane
5-metylo-2-furfural	5MEF	Lokalne silne przegrzania

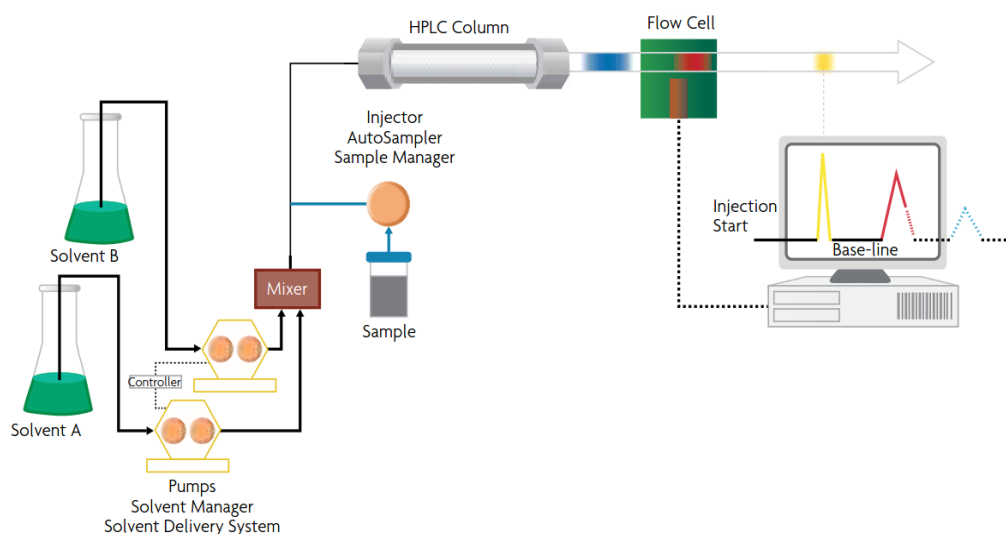
Poprzez określenie typu i ilości związków furanu obecnych w oleju transformatorowym możliwe jest także określenie stopnia polimeryzacji papieru (DP). Badanie HPLC może być

również pomocne w określeniu nieprawidłowości w pracy transformatora lub intensywności tych zjawisk. Analiza furanów wykorzystywana jest także do potwierdzenia wyników badań DGA, gdy podwyższona zawartość CO wskazuje na defekt izolacji celulozowej [44].

Obecność w badanych próbkach oleju izolacyjnego pobranego z kadzi transformatora związków 2-Furfuralu (najbardziej charakterystycznego składnika rozkładu papieru) ma ścisły związek z polimeryzacją papieru (DP). Korelację wyników pomiaru koncentracji związków furanu do stopnia DP celulozy przedstawia tabela 2.7. Dane zawarte w poniżej tabeli dotyczą parametrów typowego transformatora elektroenergetycznego, ze wskaźnikiem udziału oleju do papieru w stosunku 1:20. Jeżeli obecność fenoli i krezoli w pomiarze jest większa niż 1 ppm wskazuje to, że elementy izolacji stałej zawierające żywice fenolowe podlegają przegrzaniom [44, 110]. Na rys. 2.8 przedstawiono natomiast schemat poglądowy określający przebieg analizy próbki oleju z wykorzystaniem metody HPLC.

Tabela 2.7. Powiązanie zawartości furanów ze stopem polimeryzacji celulozy DP [33]

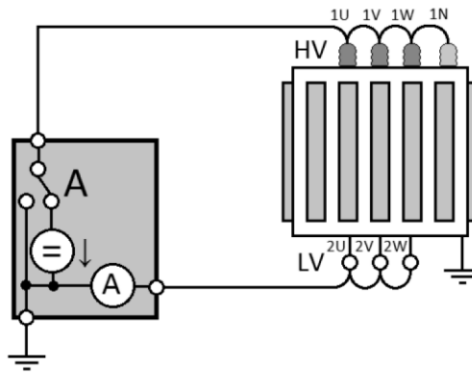
Zawartość furanów [ppm]	Wartość DP	Znaczenie
0-0,1	1200-700	Prawidłowa praca
0,1-1	700-450	Umiarkowane pogorszenie
1-10	450-250	Znaczne pogorszenie
> 10	< 250	Izolacja niezdatna do użycia



Rys. 2.8. Uproszczony schemat pomiarowy metodą HPLC [110]

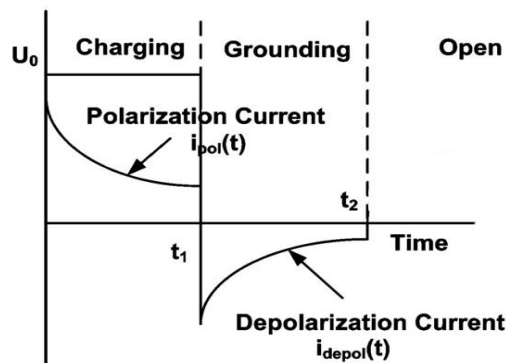
2.4.3. Pomiar prądów polaryzacji i depolaryzacji - PDC

Metoda analizy prądów polaryzacji i depolaryzacji PDC (ang. *Polarization and Depolarization Current*) oparta jest na zjawisku polaryzacji dielektryków. Metoda PDC stosowana jest w badaniach transformatorów do oceny stopnia zawilgocenia ich wewnętrznego układu izolacyjnego. Aktualnie, metoda ta może także służyć do szacowania stopnia zesterzenia izolacji stałej o niskiej hydroskopijności. Do pomiarów metodą PDC stosowane są dedykowane układy pomiarowe, których jeden z przykładowych schematów przedstawiono na rys. 2.9.



Rys. 2.9. Uproszczony schemat pomiarowy oceny stanu izolacji transformatora metodą PDC [64]

Pomiar metodą PDC polega na podłączeniu do zacisków uzwojeń transformatora źródła napięcia stałego o ustalonej amplitudzie U_0 i rejestracji prądu polaryzacji przez założony z góry czas t_p , określony jako czas polaryzacji (rys. 2.10). W ten sposób w układzie przepływa prąd polaryzacji, czyli ładowania pojemności izolacji. Jest to prąd impulsowy, którego wartość zmniejsza się do wartości wynikającej z przewodności układu $i_{pol}(t)$. Po upływie założonego czasu następuje przełączenie układu w celu otrzymania prądu depolaryzacyjnego (rozładowczego) $i_{depol}(t)$, którego wartość maleje z czasem. Uzyskiwane wyniki otrzymywane są w formie rodzin charakterystyk prądowo-czasowych.

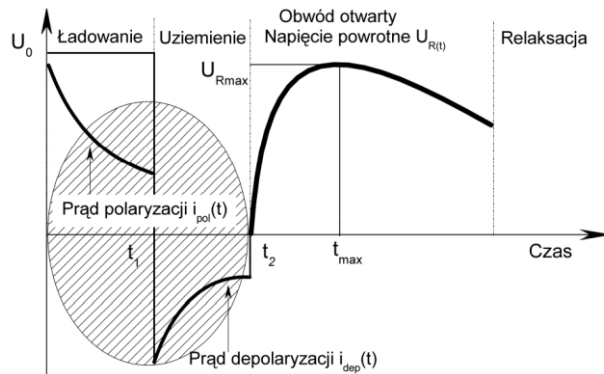


Rys. 2.10. Charakterystyka prądu polaryzacji i depolaryzacji [63, 111]

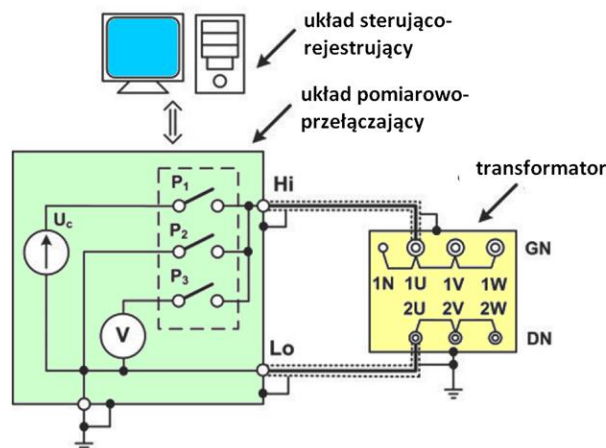
Analiza otrzymanych metodą PCD wyników pozwala na ocenę stanu zawilgocenia i zesterzenia izolacji papierowej. W celu potwierdzenia wyniku uzyskanego z użyciem tej metody zaleca się jednak zastosowanie jeszcze dwóch dodatkowych metod: metody napięcia powrotnego RVM i metody spektroskopii dielektrycznej FDS [111].

2.4.4. Metoda napięcia powrotnego - RVM

Metoda napięcia powrotnego RVM (ang. *Recovery Voltage Method*) jest modyfikacją metody analizy prądów polaryzacji i depolaryzacji elektrycznej PDC. Główna różnica w jej zastosowaniu polega na rejestracji i analizie zmian maksimum napięcia powrotnego (U_{Rmax}) w funkcji czasu ładowania badanego układu izolacyjnego (rys. 2.11). Typowy schemat układu połączeń stosowanych w diagnostyce transformatorów z wykorzystaniem metody RVM przedstawiono na rys. 2.12.



Rys. 2.11. Przebieg procesu pomiarowego w metodzie RVM [118]



Rys. 2.12. Schemat układu pomiarowego w metodzie RVM [134]

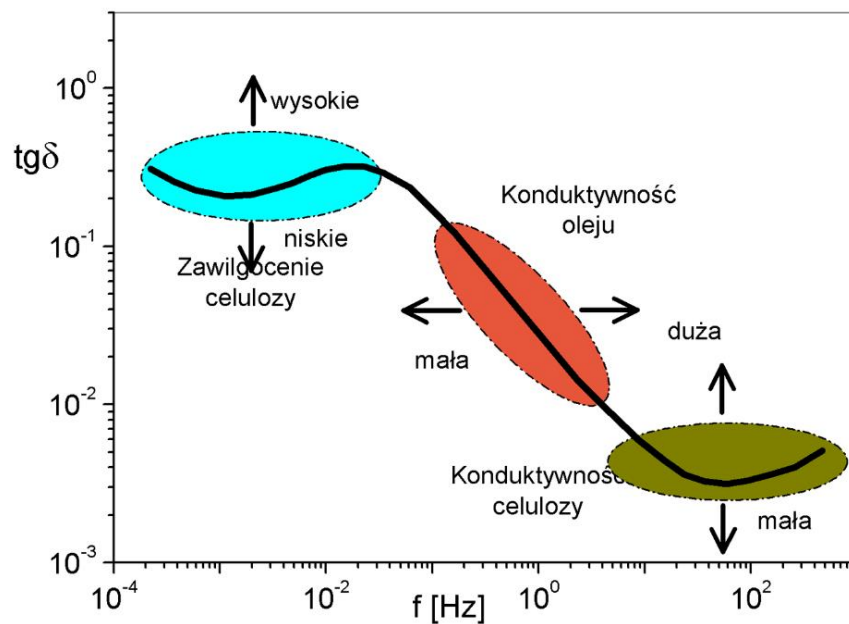
Ponieważ czas zwarcia t_2 podczas fazy uziemienia jest krótszy od czasu ładowania układu izolacyjnego t_1 , to w chwili odziemienia układu pojemność izolacji nie jest jeszcze całkowicie rozładowana. W ten sposób w fazie faktycznego pomiaru metodą RVM rozpoczyna się proces powolnego narastania napięcia, aż do osiągnięcia wartości maksymalnej U_{Rmax} [78, 134]. Cykl pomiarowy metodą RVM powtarzany jest wielokrotnie dla coraz dłuższych czasów ładowania t_1 i rozładowania t_2 , w wyniku czego otrzymuje się pełną charakterystykę zmian tzw. napięcia powrotnego – napięcia odbudowy. Na podstawie tak wykreślonej krzywej zmian wartości parametru U_{Rmax} możliwe jest określenie stopnia zawilgocenia wewnętrznego układu izolacyjnego diagnozowanego transformatora. Ze względu na zbliżony przebieg i metodykę pomiarów metody RVM do PDC, metodę tę stosuje się obecnie bardzo często jako jednoczesną kombinację pomiarów, tzw. skojarzoną metodą RVM-PDC [10, 25, 136].

2.4.5. Metoda spektroskopii dielektrycznej FDS

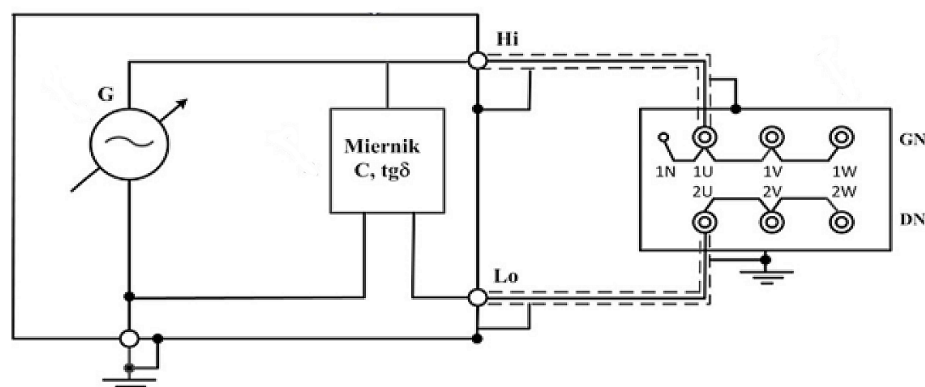
Metoda spektroskopii dielektrycznej FDS (ang. *Frequency Domain Spectroscopy*) wykorzystuje zaawansowane metody analizy zjawisk polaryzacji elektrycznej dielektryków, głównie polaryzację mikroskopową i dipolową. Metoda FDS wykorzystuje zjawisko zmiany własności dielektryków w wyniku zaabsorbowania przez nie wilgoci i produktów starzenia, co

znajduje odzwierciedlenie w przebiegu charakterystyk częstotliwościowych współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ i pojemności [3, 42, 61].

Wartość mocy strat (prądu I_r), a zatem i $\text{tg}\delta$, w rzeczywistym dielektryku silnie zależy od częstotliwości oraz struktury morfologicznej. Dlatego spektroskopowe pomiary pojemności i współczynnika $\text{tg}\delta$ w paśmie częstotliwości stwarzają możliwość identyfikacji defektów izolacji, a w tym stopnia jej zatarzenia i nasycenia wilgocią. Ze względu na możliwość oceny zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej najbardziej przydatnym jest zakres niskich i ultra niskich częstotliwości pomiarowych w przedziale $1000 \div 0,0001$ Hz (rys. 2.13) [30]. Pomiary FDS z dużą dokładnością określają średnią zawartość wody w izolacji transformatorów, a także pomagają identyfikować obecność osadów na uzwojeniach [40, 70].



Rys. 2.13. Zależność współczynnika $\text{tg}\delta$ od częstotliwości dla układu izolacji papierowo-olejowej [30]

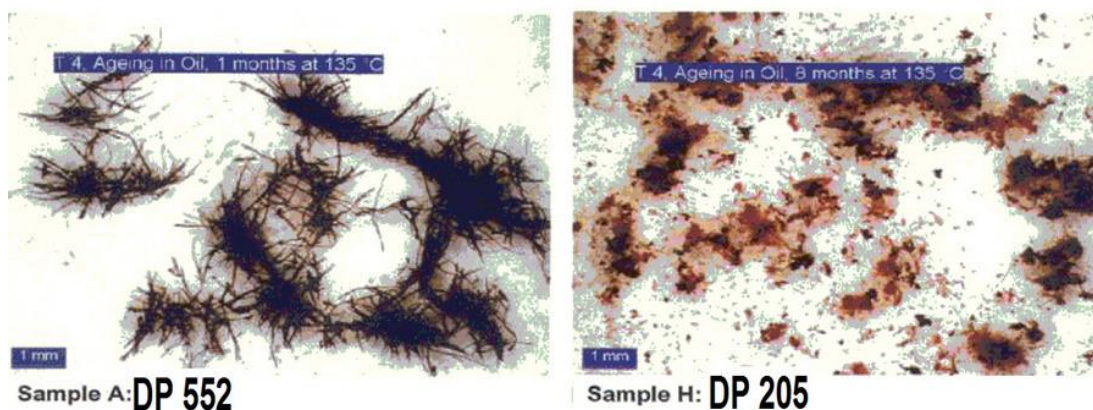


Rys. 2.14. Schemat układu pomiarowego stosowanego w metodzie FDS [3]

Aparatura wyposażona jest w oprogramowanie umożliwiające dopasowanie charakterystyki otrzymanej podczas pomiaru do charakterystyki referencyjnej o znacznym stopniu zawilgocenia z uwzględnieniem stosunku stałych materiałów izolacyjnych i oleju (rys. 2.14).

2.4.6. Ocena stopnia polimeryzacji - DP

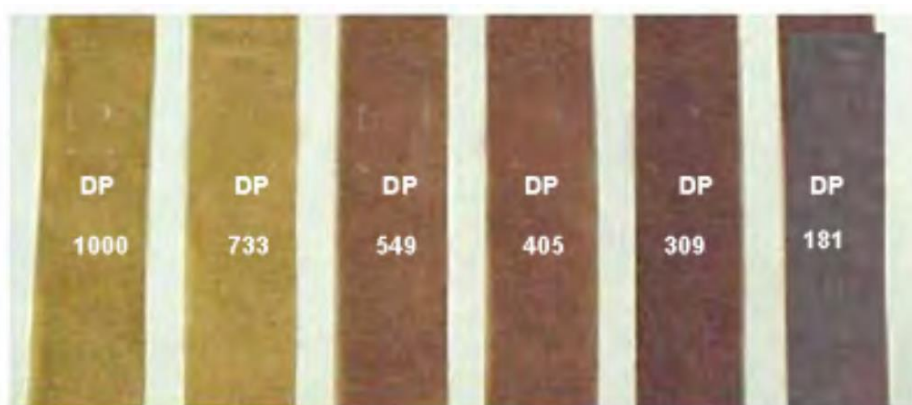
Izolacja stała w transformatorach dużej mocy oparta jest głównie na celulozie, która zawiera długie łańcuchy pierścieni glukozy. Z czasem, w wyniku degradacji, łańcuchy te stają się krótsze. Stopień polimeryzacji DP (ang. *Degree of Polymerization*), jest średnią liczbą tych pierścieni w łańcuchu i określa jego stan wytrzymałości mechanicznej. Nowy papier izolacyjny ma średnią wartość DP na poziomie 1200-1400 [5, 65]. Po procesie suszenia wartość ta spada o około 10%. Jeżeli w trakcie eksploatacji transformatora DP papieru spadnie poniżej 200, oznacza to że wytrzymałość mechaniczna papieru jest zbyt mała, aby mógł spełniać swoje funkcje pod względem wytrzymałości mechanicznej i elektrycznej. Należy mieć także na względzie, że wartość DP papieru pobranego z różnych miejsc uzwojenia transformatora może różnić się nawet o 50% i zależna jest od rozkładu temperatur w uzwojeniu [65].



Rys. 2.15. Widok depolimeryzacji włókien papieru w wyniku starzenia [30]

Pomiar średniego stopnia polimeryzacji materiałów celulozowych jest wykonywany zgodnie z obowiązującą normą [147]. Wyznaczany jest na podstawie pomiaru lepkości celulozy rozpuszczonej w odpowiednim roztworze [97].

Wyznaczenie stopnia polimeryzacji jest więc ważnym wskaźnikiem pozwalającym ustalić jak dalece posunięte są procesy starzeniowe izolacji. Postęp tego procesu jest widoczny m.in. w zmianie koloru izolacji (rys. 2.16). Pomiar stopnia polimeryzacji jest wyłącznie informacją o skutkach jakie wywołało działanie temperatury [9, 29].



Rys. 2.16. Porównanie izolacji o różnym stopniu degradacji cieplnej [103]

2.4.7. Podsumowanie - aktualnie stosowane metody oceny zesterzenia izolacji papierowo-olejowej transformatorów

Stosowane i rozwijane obecnie metody pomiarowe pozwalają na dobrą ocenę aktualnego stanu izolacji celulozowej i olejowej. Metody te umożliwiają podjęcie decyzji dotyczącej dalszego przebiegu eksploatacji transformatora lub skierowania go do: remontu, ewentualnej regeneracji lub wymiany oleju. Jednak główną niedogodnością, z którą muszą się zmierzyć eksploatujący transformatory, jest mały zasób metod pomiarowych umożliwiających ciągłą kontrolę stanu izolacji. Tylko metody pomiaru pośredniego, w tym głównie metoda DGA, mają charakter bezinwazyjny, czyli nie wymagają wyłączenia transformatora z ruchu elektrycznego, umożliwiając jednocześnie prowadzenie diagnostyki w sposób on-line. W tym należy upatrywać źródła wzrostu popularności tej metody [6, 95, 99].

2.5. Aspekty obciążalności znamionowej i przeciążeniowej transformatorów

Powszechnie przyjęto jako obowiązujące założenie, że poprawnie skonstruowany i wykonany transformator pracujący przy obciążeniu znamionowym i średniej rocznej temperaturze otoczenia 20 °C powinien poprawnie pracować co najmniej 25 lat. W praktyce praca transformatorów przebiega przy obciążeniach większych jak i mniejszych od znamionowego oraz przy różnych temperaturach otoczenia. Wraz ze wzrostem obciążenia transformatora radykalnie, bo z kwadratem prądu, rosną straty podstawowe w uzwojeniach transformatora, co wpływa na wzrost temperatury jego części aktywnej [133]. Wytrzymałość na przeciążenia wymagane wobec konstrukcji transformatora podczas jego pracy przedstawia tabela 2.8.

Tabela 2.8. Graniczne wartości prądów i temperatur przy obciążeniach większych niż znamionowe. Transformatory z konwencjonalnym układem izolacyjnym [53]

Typ obciążenia	Transformatory dystrybucyjne	Transformatory średniej mocy	Transformatory dużej mocy
Normalne cykliczne obciążenie			
Prąd (p.u)	1,5	1,5	1,3
Temperatura punktu gorącego uzwojeń i części metalicznych w kontakcie z izolacją celulozową (°C)	120	120	120
Temperatura punktu gorącego innych elementów stalowych (w kontakcie z olejem, papierem aramidowym, materiałami szklanymi) (°C)	140	140	140
Temperatura oleju pod pokrywą (°C)	105	105	105
Długotrwałe przeciążenie awaryjne			
Prąd (p.u)	1,8	1,5	1,3
Temperatura punktu gorącego uzwojeń i części metalicznych w kontakcie z izolacją celulozową (°C)	140	140	140
Temperatura punktu gorącego innych elementów stalowych (w kontakcie z olejem, papierem aramidowym, materiałami szklanymi) (°C)	160	160	160
Temperatura oleju pod pokrywą (°C)	115	115	115

Krótkotrwałe przeciążenie awaryjne			
Prąd (p.u)	2,0	1,8	1,5
Temperatura punktu gorącego uzwojeń i części metalicznych w kontakcie z izolacją celulozową (°C)	See 7.2.1	160	160
Temperatura punktu gorącego innych elementów stalowych (w kontakcie z olejem, papierem aramidowym, materiałami szklanymi) (°C)	See 7.2.1	180	180
Temperatura oleju pod pokrywą (°C)	See 7.2.1	115	115

Obciążenie transformatora powyżej obciążenia znamionowego wywołuje efekty, które mogą mieć również charakter nieodwracalny i przyczynić się do krótszej jego eksploatacji. W zależności od czasu trwania mamy do czynienia z przeciążeniami krótkotrwałymi i długotrwałymi [53, 69, 117].

Przeciążenia krótkotrwałe występują w praktyce raczej rzadko i powinny być natychmiast likwidowane w celu uniknięcia uszkodzeń. Dopuszczalny czas trwania takiego przeciążenia zależy od temperatury i obciążenia danej jednostki transformatorowej przed jego wzrostem, określa się go poniżej stałej czasowej transformatora i typowo określany jest poniżej 30 minut. Przeciążenia krótkotrwałe przyczyniają się do:

- a) degradacji izolacji przewodów w obrębie występowania hot-spot,
- b) wystąpienia pęcherzyków gazu w przypadku przekroczenia 140 °C w punkcie hot-spot, przy wilgotności izolacji na poziomie 2%. Wartość temperatury występowania zjawiska obniża się jeżeli wilgotność rośnie,
- c) wystąpienia pęcherzyków gazu na powierzchni stalowej w wyniku jej nagrzewania przez oddziaływanie strumienia rozproszenia.
- d) występowania gazowania na połączeniach szyn wyprowadzeniowych i połączeniach z izolatorami,
- e) wzrostu ciśnienia oleju w izolatorach, gazowanie i ich rozszczelnienie,
- f) przekroczenia dopuszczalnego poziomu oleju w konserwatorze,
- g) uszkodzenie przełącznika zaczepów w wyniku przekroczenia dopuszczalnego prądu [53].

Przeciążenia długotrwałe klasyfikowane są jako rzadko występujące. Okresy ich występowania liczone są w tygodniach. Obciążenia transformatora są wartościami mocy powyżej wartości znamionowej. W warunkach tego rodzaju przeciążenia należy liczyć się z następującymi konsekwencjami:

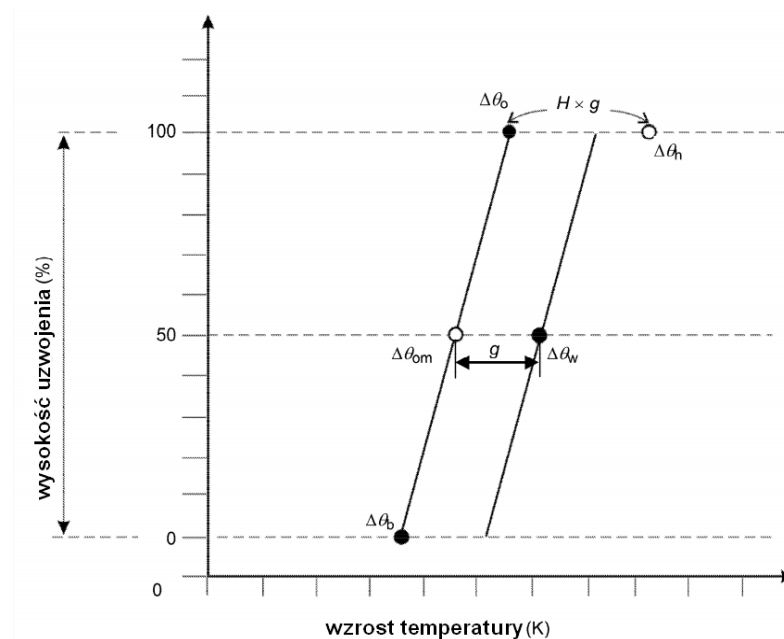
- a) obniżenie wytrzymałości mechanicznej izolacji uzwojeń, a tym samym obniżenie wytrzymałości dynamicznej uzwojeń podczas zwarć lub transportu transformatora,
- b) znaczne i przyspieszone starzenie izolacji celulozowej,
- c) wzrost rezystancji styków i ich zużycie w przypadku przełącznika zaczepów,
- d) degradacja uszczelnień gumowych.

2.6. Zagadnienie punktu gorącego – hot spot

Zgodnie z definicją temperaturą punktu gorącego nazywamy najwyższą temperaturę na styku przewodu uzwojenia z izolacją stałą lub olejem [107, 146]. Punkt gorący uzwojenia tzw.

„hot spot” to najważniejszy z parametrów związany z procesami starzeniowymi izolacji celulozowej transformatora. Bardzo istotne znaczenie dla procesów starzeniowych ma również zawartość wody i tlenu w wewnętrznym układzie izolacyjnym transformatora. Zakładając jednak, że transformator jest wykonany i eksploatowany prawidłowo, a udział tych czynników jest zminimalizowany to najistotniejszym czynnikiem pozostaje temperatura oddziałująca na układ izolacyjny. Głównym źródłem temperatury są uzwojenia, w których w wyniku przepływu prądu generowane są straty podstawowe i dodatkowe [119, 120].

Ze wzrostem wysokości uzwojenia jego temperatura rośnie, dlatego gorący punkt hot-spot zazwyczaj zlokalizowany jest w górnej części uzwojenia. Związane jest to z tym, że w strefie tej następuje koncentracja strat dodatkowych związana z ukształtowaniem linii strumienia magnetycznego oraz rosnącą temperaturą oleju transformatorowego (rys. 2.17) [66].



Rys. 2.17. Rozkład temperatur na wysokości uzwojenia [146]

W ramach testów odbiorczych na nowych jednostkach próby cieplne mają na celu wykazanie, że przy pełnym obciążeniu i znamionowej temperaturze otoczenia przyrost górnej temperatury oleju $\Delta\theta_o$ i temperatury $\Delta\theta_w$ uzwojenia nie przekroczy wartości granicznych określonych przez normy [145]. Jednak trudnością jest kontrolowanie wzrostu temperatury punktu gorącego, który znajduje się gdzieś w górnej strefie części aktywnej transformatora i jest niedostępny dla bezpośredniego pomiaru za pomocą metod konwencjonalnych.

Współczynnik H określany jest przez producenta transformatora i odnosi się do gradientu g średniej temperatury uzwojenia do średniej temperatury oleju pod pokrywą. Współczynnik ten może zmieniać się w szerokim zakresie, w zależności od impedancji i wielkości danego transformatora. W tym przypadku poprawne obliczenie różnicy temperatur między punktem gorącym, a górnym olejem zależy od zdolności producenta do prawidłowego modelowania przepływu oleju w kanałach chłodzących, rozkładu strat wzdłuż uzwojenia, charakterystyki przenoszenia ciepła dla różnych grubości izolacji stosowanej w całym uzwojeniu i wpływ lokalnych cech ograniczających przepływ oleju. Wskazuje to, że metoda nie jest dokładna

i opiera się na informacjach dostarczonych przez producenta transformatora, które nie zawsze są sprawdzalne i weryfikowalne [19, 37, 122].

Metody obliczeniowe nie uwzględniają rzeczywistej temperatury oleju w kanale chłodzącym, zmiany rezystancji uzwojenia z temperaturą, zmiany lepkości oleju z temperaturą, wpływu położenia przełącznika zaczepek i bezwładności oleju w przypadku nagłego przeciążenia o dużej wartości [27, 28]. Metody obliczeniowe temperatury punktu gorącego nie są wystarczające także do określenia zmian temperatury w przypadku nagłego wzrost prądu obciążenia w wyniku, których może dojść do przekroczenia wartości dopuszczalnych.

Wyznaczenie temperatury w punkcie gorącym jest trudne i rodzi wiele wątpliwości, które wynikają m.in. z dużej liczby zmiennych i często nieznanymi parametrów, które należy zebrać, aby poprawnie przeprowadzić stosowne obliczenia cieplne danego transformatora. Niemniej jednak, zastosowanie wydajnych komputerów oraz nowoczesnych narzędzi informatycznych pozwala na wykorzystanie zaawansowanych metod obliczeniowych do analizy rozkładów pól temperaturowych części aktywnej transformatorów już na etapie ich projektowania. Stosowana aktualnie metodyka wyznaczania przyrostów cieplnych w transformatorach dużej mocy została przedstawiona przez autora w niniejszej pracy, a otrzymane na podstawie obliczeń wyniki zostały także zweryfikowane z rzeczywistymi pomiarami podczas prób grzewczych wybranych przez autora jednostek transformatorowych.

3. Aktualnie stosowane metody pomiaru temperatury części aktywnej transformatorów z izolacją papierowo-olejową

Pomiar temperatury części aktywnej transformatora elektroenergetycznego w warunkach przemysłowych realizowany jest najczęściej z wykorzystaniem tzw. termometrów oporowych, które bazują na zjawisku zmiany oporu wewnętrznego elementu termoelektrycznego od zmian mierzonej temperatury. W tym kierunku rozwijane były również stosowane obecnie metody pomiarowe stosowane w transformatorach z izolacją papierowo-olejową dużych i średnich mocy. Najczęściej stosowanymi sensorami do pomiaru temperatury wewnątrz kadzi transformatora są czujniki Pt100, w których elementem termo czułym jest wysokiej jakości platyna. Noma [148] dla rezystorów platynowych przedstawia zależność między rezystancją danego czujnika, a mierzoną w danej chwili temperaturą. Zależność tę opisują m.in. poniższe wzory [132]:

- w zakresie $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $0\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$R_t = R_0 [1 + At + Bt^2 + C (t - 100\text{ }^{\circ}\text{C}) t^3] \quad (3.1)$$

- w zakresie $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $850\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$R_t = R_0 (1 + At + Bt^2) \quad (3.2)$$

Dla platyny o jakości najczęściej używanej w przemysłowych termometrach rezystancyjnych, wartości stałych w powyższych równaniach są następujące:

$$\begin{aligned} A &= 3,9083 \times 10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \\ B &= - 5,775 \times 10^{-7} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-2} \\ C &= - 4,183 \times 10^{-12} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-4}. \end{aligned}$$

W przypadku termometrów rezystancyjnych podaje się również współczynnik temperaturowy α , definiowany jako:

$$\alpha = (R_{100} - R_0) / (100 \times R_0) = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \quad (3.3)$$

gdzie: R_{100} - rezystancja w $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, R_0 - rezystancja w $0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Według normy [148] przy temperaturze $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ nominalna wartość rezystancji dla czujnika Pt100 wynosi $100,00\ \Omega$. Dostępne są również czujniki rezystancyjne o nominalnych wartościach $500\ \Omega$ (Pt500) oraz $1000\ \Omega$ (Pt1000) przy temperaturze $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, które charakteryzują się one znacznie większą rozdzielczością pomiarową.

3.1. Pomiar temperatury rdzenia i jego realizacja

Jednym z elementów części aktywnej, w którym prowadzony jest bezpośredni pomiar temperatury jest rdzeń transformatora (rys. 3.1). Źródłem temperatury w rdzeniu są straty mocy w żelazie wywołane zmiennym strumieniem magnetycznym. Wielkość tych strat zależy od stratności zastosowanej blachy transformatorowej oraz strat dodatkowych wynikających z tzw.

histerezy i prądów wirowych. Obszary o najwyższych temperaturach znajdują się w strefie styku blach jarzmowych i kolumnowych. W wyniku przewężenia przekroju następuje zmiana kierunku przebiegu linii sił pola magnetycznego z jednoczesnym ich zagęszczeniem.



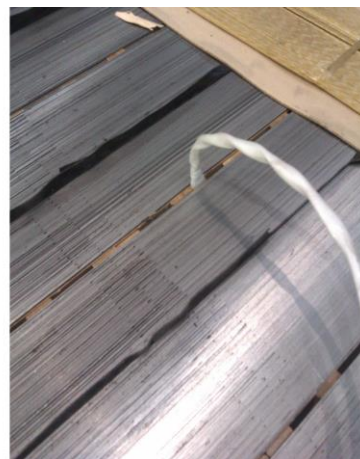
Rys. 3.1. Widok rdzenia trójkolumnowego transformatora blokowego 290MVA/420kV [Oprac. własne]

W najczęściej spotykanej konstrukcji transformatorów z trójkolumnowym rdzeniem instalacja czujników pomiarowych przeprowadzana jest po montażu uzwojeń, układów izolacyjnych i końcowym zapakietowaniu górnego jarzma rdzenia. Czujniki instalowane są w obszarze górnego jarzma pomiędzy pakietami blach rdzenia, poprzez wsunięcie ich z wykorzystaniem istniejącego luzu technologicznego (rys. 3.2). Zazwyczaj instaluje się od 1 do 6 czujników rezystancyjnych typu Pt100 w wykonaniu szczelinowym o grubości ok. 2mm. Niską grubość czujnika uzyskano dzięki zastosowaniu osłony ze szkła epoksydowego. Zakres pomiarowy stosowanych sensorów tego typu wynosi od $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ [4]. Ze względu na częste uszkodzanie się czujników pomiaru temperatury rdzenia i trudności z ich wymianą podczas eksploatacji transformatora, na etapie produkcji instalowane są po dwa niezależne czujniki Pt100 w każdym punkcie pomiarowym.

a)



b)

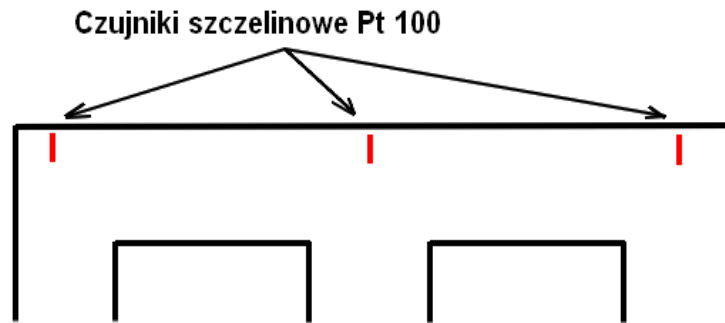


Rys. 3.2. Widok montażu czujnika Pt100 w rdzeniu transformatora:

a) widok czujnika przed montażem b) czujnik zamontowany w jarzmie górnym [Oprac. własne]

Punkty umieszczenia czujników w rdzeniu wyznaczane są najczęściej w obszarach określonych przez producenta transformatora. Są to obszary gdzie rejestruje się zazwyczaj

najwyższe temperatury nagrzewania rdzenia. Do lokalizacji tych obszarów wykorzystuje się wyniki badań termowizyjnych podczas pomiarów międzyoperacyjnych, przeprowadzanych po pierwszym złożeniu rdzenia danego transformatora. Najczęściej wyznaczane punkty instalacji czujników rezystancyjnych w rdzeniach trójcolumnowych przedstawia rysunek 3.3.



Rys. 3.3. Punkty instalacji czujników rezystancyjnych w jarzmach transformatorów [Oprac. własne]

Pomiar temperatury rdzenia jest pomiarem kontrolnym transformatora, który może dostarczyć jego obsłudze wielu dodatkowych informacji. Na dzień dzisiejszy maksymalna wartość dopuszczalna temperatury rdzenia nie jest znormalizowana. Jest ona ustalana przez producenta danej jednostki transformatorowej. Najczęściej, za górną granicę wartości tej temperatury, na podstawie normy [53], przyjmuje się 140 °C. Jest to wartość dopuszczalna w warunkach przeciążeniowych transformatorów i dotyczy części metalicznych mających kontakt z olejem. Wartość ta wynika z granicy powyżej której w oleju zaczynają się tworzyć pęcherzyki gazu mogące osłabić wytrzymałość dielektryczną transformatora.

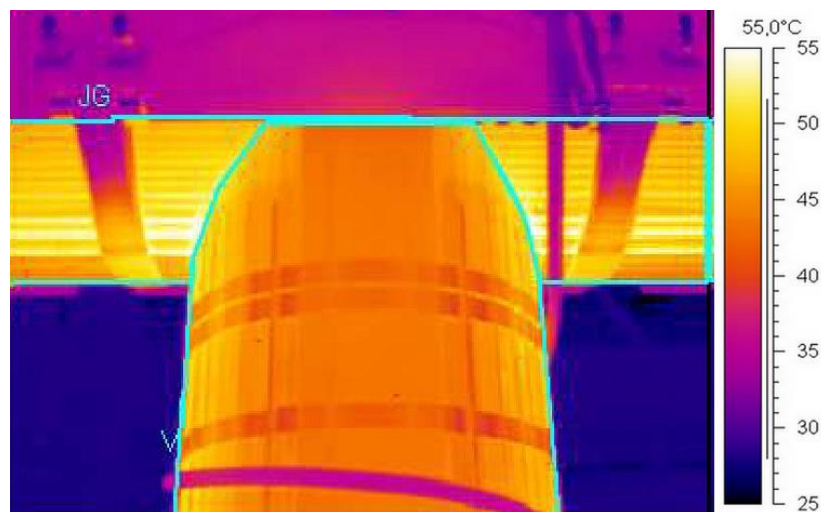
3.1.1. Wady pomiaru temperatury rdzenia termometrami oporowymi

Wykorzystanie czujników oporowych, np. Pt100, do pomiarów temperatury rdzeni transformatorów cechuje się pewnymi ograniczeniami technologicznymi. Do głównych wad tej technologii pomiarowej należy zaliczyć m.in:

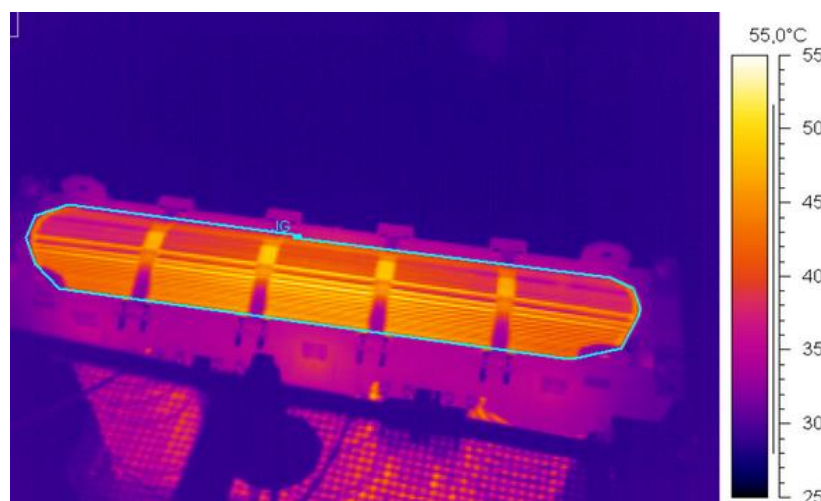
- konieczność korekty pomiaru o rezystancję przewodów zasilających czujnik,
- wpływ prądu pomiarowego na dokładność pomiaru,
- ograniczone punkty instalacji w obszarze bezpiecznym napięciowo,
- przybliżone określenie punktów pomiarowych,
- możliwość zmiany rozkładu temperatur rdzenia po ostatecznym zapakowaniu rdzenia,
- częste uszkodzenia czujników (np. przy doprasowaniu jarzma).

Prawidłowa instalacja czujników Pt100 wymaga również zachowania odpowiednich odległości do elementów transformatora będących pod napięciem. W transformatorach dużych mocy, gdzie mamy napięcia od kilku do kilkuset kV, jest to m.in. jedno z głównych ograniczeń eliminujących możliwość pomiaru bezpośredniego z wykorzystaniem tych czujników. Dodatkowo, pomiar realizowany jest w wybranych obszarach rdzenia, a dokładnie w górnej części jarzma, która odległa jest od uzwojeń. W związku z tym, że najgorętsze punkty rdzenia

zlokalizowane są od strony okna, mamy do czynienia ze znacznym uproszczeniem (rys. 3.4). Rozkład temperatury uzyskiwany u góry jarzma jest bardziej równomierny i temperatury w tej strefie są niższe o około 5 °C (rys. 3.5).



Rys. 3.4. Termogram kolumny środkowej rdzenia transformatora 32MVA/110kV [Oprac. własne]



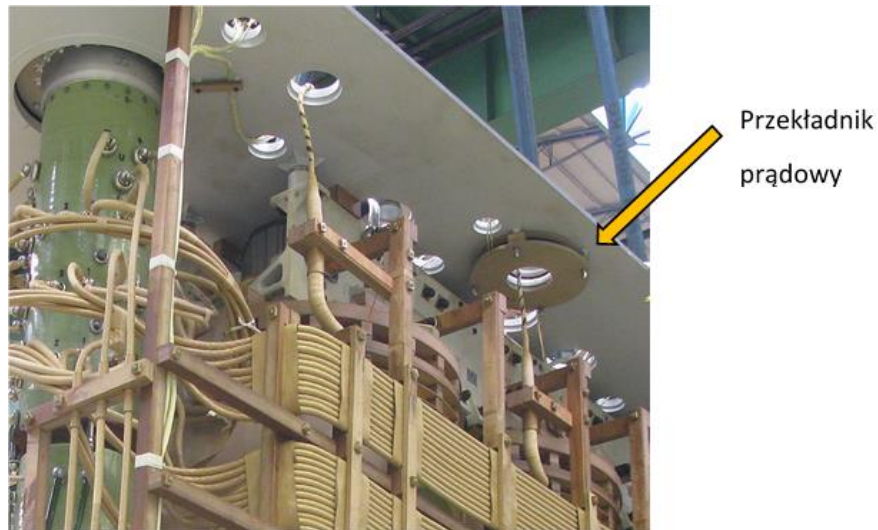
Rys. 3.5. Termogram jarzma górnego transformatora 32MVA/110kV [Oprac. własne]

Jak wspomniano wcześniej, punkty pomiarowe są wyznaczone w sposób przybliżony i mogą być weryfikowane jedynie obrazem termowizyjnym uzyskanym podczas pomiarów międzyoperacyjnych wykonanych na gotowym rdzeniu przed montażem uzwojeń. Niestety w wyniku ponownego demontażu i zaplatania blach jarzmowych, podczas montażu uzwojeń, mogą następować zmiany w tym rozkładzie temperatur [50, 137].

3.2. Pomiar temperatury uzwojeń (WTI) i jego realizacja

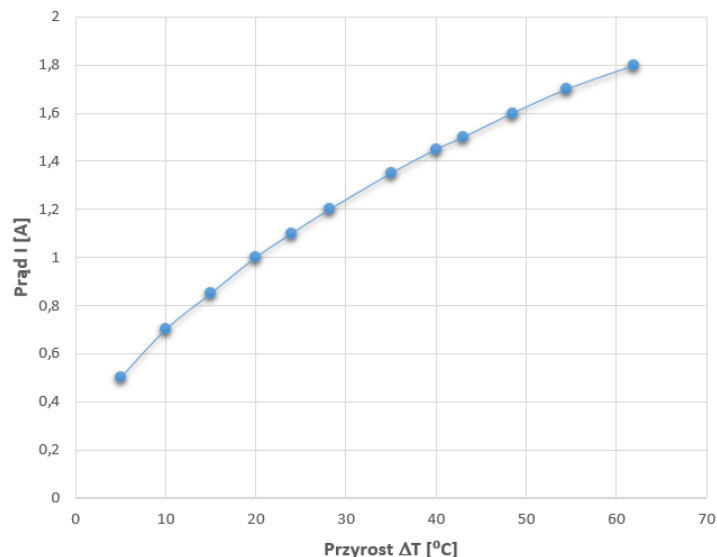
Pomiar temperatury uzwojeń dotychczas wykonywany jest metodą pośrednią WTI (ang. *Winding Temperature Indicator*), co związane jest bezpośrednio z wysokim potencjałem występującym na poszczególnych cewkach [113]. Pomiar ten realizowany jest następująco: pod

pokrywą transformatora bądź w kominku wyprowadzenia wysokonapięciowego, najczęściej po stronie wysokiego napięcia, instalowany jest odpowiednio dobrany przekładnik prądowy (rys. 3.6), którego zadaniem jest transformacja prądu płynącego przez jeden z zacisków liniowych transformatora.



Rys. 3.6. Widok przekładnika prądowego zainstalowanego pod pokrywą transformatora [Oprac. własne]

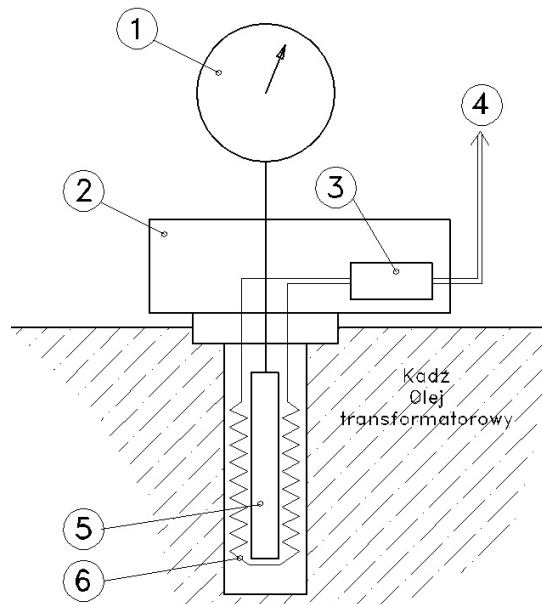
Prąd mierzony przez ww. przekładnik jest proporcjonalny do prądu przepływającego przez uzwojenie transformatora, który zasila element grzewczy umieszczony w cylindrycznej kapilarze wypełnionej olejem znajdującej się na pokrywie kadzi. Zasilanie to następuje z uwzględnieniem termogramu producenta urządzenia odpowiednio skalującego wartość prądu zasilającego (rys. 3.7) [7, 126]. Możliwa jest regulacja nastaw systemu grzejnego za pomocą potencjometru. Temperatura oleju w kapilarze jest ostatecznie mierzona przez znajdujący się tam czujnik rezystancyjny Pt100 (rys. 3.8).



Rys. 3.7. Krzywa przyrostu temperatury w zależności od prądu [126]

W ten sposób wskazywana przez przyrząd wartość temperatury uzwojenia, po końcowym wyskalowaniu, będzie równa temperaturom zaplanowanym przez producenta transformatora

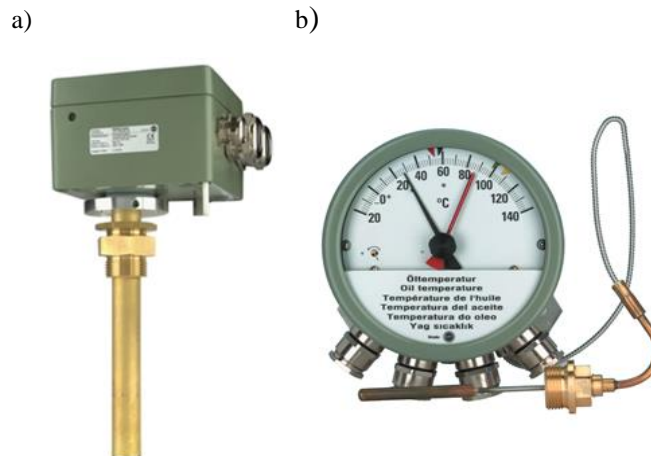
dla danego obciążenia [112]. Wartością porównawczą są dane uzyskane podczas próby cieplnej nowego transformatora.



Rys. 3.8. Schemat ideowy modelu cieplnego:

- 1) wskaźnik temperatury, 2) elementy układu symulacji, 3) system kalibracji temperatury, 4) zasilanie z przekładnika prądowego, 5) czujnik Pt100, 6) cewka grzewcza [Oprac. własne]

Wartość zmierzonej temperatury może być przedstawiona na wskaźniku temperatury (rys. 3.9b). Wskaźniki temperatury wyposażane są w mikroprzełączniki nadające się do sterowania urządzeniami chłodzącymi oraz obwodami zabezpieczającymi (alarmowymi i samoczynnego wyłączenia się) transformatora.



Rys. 3.9. Elementy modelu cieplnego:

- a) króciec z elementem grzewczym, b) wskaźnik temperatury z czujnikiem Pt100 [89, 90]

3.2.1. Wady pomiaru temperatury z wykorzystaniem pomiaru pośredniego

Podstawową wadą omawianej metody pomiaru jest jej pośredni charakter, gdyż decydującą w tym przypadku kwestią jest prawidłowe wyskalowanie elementów pomiarowych. Do konfiguracji i kalibracji mierników temperatury opartych o pomiar pośredni niezbędne jest

strojenie urządzenia pomiarowego w trakcie pomiarów fabrycznych, podczas próby cieplnej. Należy jednak z pełną świadomością podkreślić, że wskazania przyrostów temperaturowych w oparciu o urządzenia WTI, mimo zaawansowanych metod cyfrowego przetwarzania sygnałów, nadal pozostają jedynie pewną symulacją i przybliżeniem rzeczywistych temperatur punktu gorącego występującego w uzwojeniach. Niestety, jak wskazują doświadczenia eksploatacyjne, systemy WTI są rzadko w pełni poprawnie skalibrowane, gdyż punkt nastawy obrazu termicznego jest oparty na punkcie gorącym przy pełnym obciążeniu, a przy różnych obciążeniach punkt gorący będzie podążał za charakterystyką przyjętego obrazu termicznego i niekoniecznie rzeczywistym punktem temperatury uzwojenia transformatora. Błędy wskazań urządzeń WTI są powszechnie znane i mogą wynosić aż od 5 do 10 stopni, a nawet więcej. Z diagnostycznego punktu widzenia taka niedokładność w określeniu temperatury punktu gorącego może wprowadzić w znaczny błąd podczas oceny stanu stopnia zesterzenia układu izolacyjnego transformatora [28, 49].

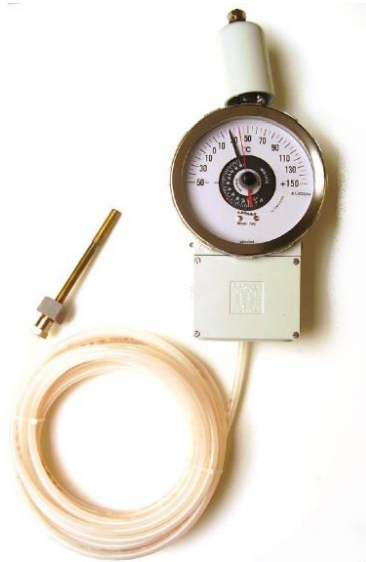
3.3. Pomiar temperatury oleju w górnej warstwie i jego realizacja

Pomiar temperatury górnej warstwy oleju realizowany jest najczęściej poprzez czujniki rezystancyjne Pt100, wykonane w postaci kapilary. Zestaw pomiarowy przyjęto nazywać OTI (ang. *Oil Temperature Indicator*). Kapilara umieszczana jest w króćcu wspawanym w pokrywie kadzi transformatora. Króciec wypełniany jest olejem transformatorowym, który dzięki wykorzystaniu zjawiska przewodności cieplnej umożliwia pomiar temperatury oleju w górnej części kadzi. Wskaźnik może zostać umieszczony bezpośrednio na wyjściu kapilary bądź sprowadzony do poziomu obsługi (rys. 3.10, rys. 3.11).



Rys. 3.10. Termometry do pomiaru temperatury oleju pod pokrywą:
a) ze wskaźnikiem temperatury, b) z głowicą przyłączeniową [123, 125]

Wykonania czujników z głowicami przyłączeniowymi stanowią konstrukcję modułową co oznacza, że składają się one z elementów, które można dobierać w zależności od potrzeb. Czujniki te zbudowane są z wkładu pomiarowego, rury ochronnej, głowicy przyłączeniowej oraz kostki ceramicznej zamontowanej wewnątrz głowicy. Wskaźniki temperatury mierzące temperaturę oleju pod pokrywą wyposażane również w mikroprzełączniki nadające się do konfiguracji sterowania urządzeniami chłodzącymi oraz obwodami alarmowymi (rys. 3.11).



Rys. 3.11. Termometr typu MSRT 150 [124]

Zazwyczaj producenci transformatorów na podstawie praktyki eksploatacyjnej definiują ustawienie poziomów alarmowych na dwóch poziomach alarmowych np.: I stopień alarmu dla wartości 85 °C i II poziom alarmu do wyłączenia transformatora na poziomie 95 °C. Wartości te często są różne dla różnych typów chłodzenia w transformatorach.



Rys. 3.12. Widok termometrów zainstalowanych na pokrywie kadzi [Oprac. własne]

3.3.1. Wady metody pomiaru

Bezpośrednią wadą pomiarów temperatury opartych o metodę OTI jest duża stała czasowa ustalenia się temperatury oleju pod pokrywą. W zależności od mocy i wielkości transformatora wynosi ona nawet kilka godzin. Wartość pomiaru może być również zakłócana przez duże nasłonecznienie transformatora w okresie letnim. Pomiar jest pomiarem pośrednim dlatego, że czujnik pomiarowy nie ma bezpośredniego kontaktu z olejem w kadzi. Jednak w stosunku np. do pomiaru temperatury uzwojeń w transformatorze medium pomiarowe jest w bezpośrednim sąsiedztwie czujnika pomiarowego, dlatego odzwierciedlenie rzeczywistej wartości pomiarowej jest relatywnie dość wiarygodne.

3.4. Termowizyjny pomiar rozkładu temperatury

Kamera termowizyjna jest jednym z najwygodniejszych urządzeń pomiarowych, które pozwalają na kontrolę rozkładów pól temperaturowych. Badanie temperatury obiektu jest całkowicie bezkontaktowe. Termografia w żaden sposób nie zakłóca działania, ani nie ingeruje w badany obiekt. Badanie termowizyjne pozwala na uzyskanie obrazu dwuwymiarowego i co najważniejsze badane obiekty skanowane są w czasie rzeczywistym, a wynik badania tzn. rozkład temperatur i ich wartości znane są natychmiast.

Pomiary termowizyjne polegają na pomiarze natężenia promieniowania cieplnego, które jest emitowane przez wszystkie ciała o temperaturze wyższej od 0 K (-273,15 °C). Promieniowanie cieplne może być emitowane przez bryłę (warstwa) aktywnego promieniotwórcy, powierzchnię cieczy lub zbiornik kropel cieczy, powierzchnię ciała stałego lub zbiór tych obiektów w obserwowanej przestrzeni. Za wyjątkiem gazów, we wszystkich wymienionych wyżej przypadkach promieniowanie cieplne ma charakter widma ciągłego, które emitowane promieniowanie zawiera teoretycznie wszystkie długości fali promieniowania od zera do nieskończoności [72].

Natężenie promieniowania cieplnego jest ściśle związane z temperaturą promieniującego obiektu (powierzchni). Im wyższa jest temperatura, tym wyższa jest intensywność promieniowania. Drugim ważnym parametrem mającym wpływ na intensywność promieniowania rozpatrywanej powierzchni jest współczynnik emisyjności. Wartości współczynnika zawiera się w przedziale 0,0 – 1,0. Ciała mające współczynnik emisyjności równy 1,0 to tzw. ciała doskonale czarne. Powierzchnia taka promieniuje najintensywniej, w porównaniu z innymi ciałami mającymi tę samą temperaturę. Równocześnie absorbuje ona w 100% promieniowanie, które na nią pada. Drugim skrajnym przypadkiem jest ciało (powierzchnia) doskonale białe – nie emitujące promieniowania cieplnego i całkowicie odbijające promieniowanie innych obiektów padające na tę powierzchnię. Ciała rzeczywiste charakteryzują się współczynnikiem emisyjności należącym do podanego wyżej przedziału i nigdy nie osiągają podanych skrajnych wartości. Dla celów wzorcowania przyrządów pomiarowych buduje się modele ciała doskonale czarnego mające współczynnik emisyjności praktycznie równy jedności [71].

Termowizja jest, więc rodzajem termometru działającego na odległość, który pozwala nam poprzez rejestrację różnic promieniowania podczerwonego badanego obiektu stworzyć

jego obraz temperaturowy. Obraz taki nazywany jest termogramem. Rozkład temperatury na badanych obiektach przedstawiany jest w postaci barwnych izoterm. Przeprowadzenie pomiaru jest możliwe przy wykorzystaniu kamery termowizyjnej, która w zestawieniu z dodatkowym oprogramowaniem umożliwia dokładną analizę wykonanych termogramów (rys. 3.13).

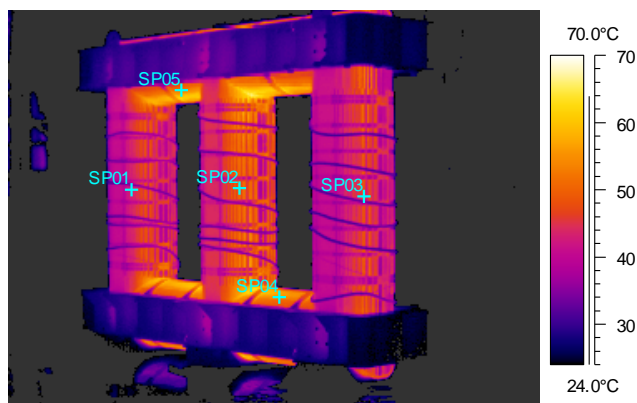
Pomiar termowizyjny transformatora przeprowadzany może być podczas:

1. prób międzyoperacyjnych rdzenia,
2. fabrycznej próby nagrzewania transformatora,
3. eksploatacji transformatora.



Rys. 3.13. Kamera termowizyjna Agema [Oprac. własne]

Pierwszy pomiar termowizyjny w fazie produkcji transformatora przeprowadza się po spakowaniu rdzenia. Pomiar ten ma charakter sprawdzający i weryfikujący poprawność złożenia rdzenia. W celu jego przeprowadzenia konieczne jest nawinięcie kilku tzw. „zwoi zastępczych” na kolumnach wszystkich faz. Zwoje zastępują uzwojenia i są tak dobrane aby po przyłożeniu do nich napięcia, wyindukowany strumień magnetyczny odpowiadał wartościom znamionowym danego transformatora. Podstawowym wskaźnikiem przy doborze ilości zwoi jest uzyskanie odpowiedniej wartości napięcia zwojowego, wyrażonego w jednostkach V/zw. (volt na zwój). Ostatecznym celem jest uzyskanie indukcji magnetycznej B [T], założonej w projekcie obliczeniowym transformatora. Pomimo, że rdzeń znajduje się w powietrzu i to ono jest czynnikiem chłodzącym, a nie olej transformatorowy, to dzięki zastosowaniu porównawczych kryteriów możliwa jest weryfikacja poprawności rozkładu temperatur na poszczególnych wysokościach rdzenia (rys. 3.14).



Rys. 3.14. Termogram z próby nagrzewania rdzenia transformatora o mocy 32MVA [Oprac. własne]

Kolejny etap wykorzystania pomiaru termowizyjnego to próby cieplne transformatora. Próba cieplna transformatora przeprowadzana jest w układzie zwartego uzwojenia dolnego napięcia (DN) i zasilaniu strony górnego napięcia (GN). Transformator początkowo zasilany jest w taki sposób, aby generowane straty w uzwojeniach odpowiadały sumie strat jałowych i obciążeniowych transformatora:

$$\Delta P = \Delta P_o + \Delta P_{cu} \quad (3.4)$$

W ostatniej fazie próby, po ustabilizowaniu temperatury oleju pod pokrywą, następuje zmiana warunków zasilania transformatora, tak aby generowane straty odpowiadały tylko stratom obciążeniowym. Procedura ta umożliwia wyznaczenie wartości temperatury górnej warstwy oleju w pierwszej fazie pomiaru i wyznaczenie metodą rezystancyjną temperatury uzwojeń w drugiej fazie pomiaru (rys. 3.15).



Rys. 3.15. Rozkład temperatury podczas próby nagrzewania transformatora 32MVA [Oprac. własne]

Dzięki zastosowaniu kamery termowizyjnej możemy prowadzić stałą obserwację nagrzewania się powierzchni kadzi, radiatorów oraz ich połączeń. Pozwala to na detekcję przegrzań na powierzchni kadzi związanych z działaniem strumienia rozproszenia lub zbyt bliską odległością wyprowadzeń wysokoprądowych. Kontrola termowizyjna pozwala także na ocenę prawidłowej realizacji systemu uznień. Nieprawidłowości w tym zakresie mogą powodować przegrzania, które ostatecznie mogą uwidocznić się w postaci przebarwień powłoki malarskiej (rys. 3.16).



Rys. 3.16. Przegrzania na połączeniach śrubowych pokrywy wyprowadzeń wysokoprądowych [Oprac. własne]

Coraz większa powszechność zastosowania kamer termowizyjnych przyczyniła się do tego, że kontrola termowizyjna transformatorów jest często prowadzona również podczas eksploatacji transformatorów. Może być ona szczególnie przydatna w warunkach przeciążania transformatora do bieżącej kontroli zewnętrznych powierzchni kadzi i połączeń prądowych wyprowadzenia zacisków liniowych transformatora (izolatorów przepustowych) [15].

3.4.1. Wady metody pomiaru

Wykorzystanie termowizji jest bardzo wygodne i proste, niemniej jednak prowadzone jest w sposób doraźny i stanowi raczej narzędzie wspomagające. Jego główną wadą jest to, że umożliwia ono identyfikację przegrzań na powierzchni zewnętrznej kadzi transformatora, pokrywie, elementach konstrukcji i połączeniach elektrycznych oraz śrubowych. Na dzień dzisiejszy wykorzystanie termowizji nie daje możliwości oceny temperatury uzwojeń i rdzenia w czasie normalnej eksploatacji transformatora. Tym samym nie ma możliwości wyznaczenia, w których obszarach części aktywnej danej jednostki znajdują się punkty gorące.

3.5. Wnioski dotyczące dotychczasowych technik pomiarowych

Na podstawie oceny aktualnie stosowanych metod pomiaru temperatury transformatorów można stwierdzić, że dotychczasowe metody pomiarowe:

- pozwalają na wyznaczenie uśrednionych wartości temperatur części aktywnej urządzenia, a nie jej maksymalnej wartości,
- oparte są głównie na rezystancyjnej metodzie pomiaru,
- pozwalają na instalację czujników pomiarowych wyłącznie w obszarach bezpiecznych napięciowo,
- obarczone są bezwładnością pomiaru,
- uniemożliwiają pomiar temperatur w punktach gorących,
- pomiary wymagają skalowania, opierają się na przeliczeniach lub współczynnikach.

II. CZĘŚĆ KONSTRUKCYJNO-BADAWCZA

Część konstrukcyjno-badawcza została opracowana w oparciu o praktyczne doświadczenia autora zdobyte w okresie ośmiu lat technicznego przeprowadzania instalacji systemów optycznych pomiaru temperatury w transformatora elektroenergetycznych o różnej mocy znamionowej. Autor przeprowadził w tym czasie instalacje czujników optycznych różnych producentów, weryfikując ich praktyczną użyteczność i niezawodność. W ramach prowadzonych badań systemy były instalowane według wytycznych i dokumentacji autora w 16 typach transformatorów. Instalacje były wykonywane podczas procesu produkcji transformatorów. Na podstawie uzgodnień z dostawcami systemów pomiarowych autor opracował dokumentację techniczną, prowadził bezpośredni nadzór nad instalacją i kontrolę powykonawczą. Pomiarzy przeprowadzone podczas prób fabrycznych poszczególnych jednostek transformatorowych stanowiły wynik porównawczy dla przeprowadzonych przez autora symulacji obliczeniowych. Zostały one wykonane z wykorzystaniem oprogramowania komputerowego SAPR TON, dedykowanego do projektowania transformatorów.

W celu weryfikacji założeń sformułowanych w tezach pracy, w jej części badawczo-naukowej autor wykonał następujące zadania techniczne i badawcze:

1. Przeanalizował przesłanki techniczne pozwalające na ocenę użyteczności światłowodowych systemów pomiarowych do pomiarów temperatur części aktywnej transformatorów wysokonapięciowych. Analiza objęła ocenę technologii ich wykonania, zasady działania i istniejących rekomendacji stosowania.
2. Przedstawił elementy wchodzące w skład systemu pomiarowego, dokonując analizy porównawczej systemów różnych producentów. Porównanie skoncentrował na najważniejszych elementach systemu, czyli czujnikach optycznych oraz rejestratorach przetwarzających sygnał świetlny na odczyt temperaturowy.
3. Ustalił praktyczny sposób realizacji instalacji określając wytyczne technologiczne dotyczące:
 - instalacji poszczególnych czujników w uzwojeniach,
 - sposobu wyprowadzenia światłowodów poprzez wysokonapięciowy układ izolacyjny uzwojeń transformatora zawierający bariery i kołnierze kątowe,
 - optymalnej lokalizacji płyty przepustów, wyprowadzających sygnał świetlny poza kadź transformatora i bezpiecznego doprowadzenia światłowodów z punktu pomiarowego.
4. Rozpatrzył możliwość wykorzystania oprogramowania komputerowego do wykonania obliczeń cieplnych pozwalających na skuteczne wyznaczenie punktów gorących w uzwojeniach, celem późniejszej instalacji czujników w wytypowanych punktach.
5. Przeprowadził symulacje obliczeniowe dla uzwojeń dwóch typów transformatorów, o mocach 31,5 MVA i 120 MVA z różnymi typami chłodzenia.
6. Przeprowadził instalację czujników światłowodowych w uzwojeniach transformatorów typu TONRLc 31500/120 i typu TONRLa 120000/225.
7. W celu dokładnego określenia lokalizacji punktów gorących podczas weryfikacji pomiarowej, autor pracy zastosował dwa różne schematy rozmieszczenia czujników optycznych w badanych transformatorach:

- w transformatorze typu TONRLc 31500/120 zainstalował po dwa czujniki optyczne w uzwojeniach każdej fazy transformatora zachowując takie samo wysokościowe i obwodowe rozmieszczenie czujników. Pozwoliło to na określenie różnic w pomiarach temperatury dla każdej z faz,
 - na podstawie wyników pomiarów dla transformatora typu TONRLc 31500/120 autor ograniczył pomiary do jednej fazy transformatora typu TONRLa 120000/225, dokonując obwodowego rozmieszczenia poszczególnych czujników optycznych. Zabieg ten umożliwił autorowi przeprowadzenie analizy i ocenę różnic w pomiarach temperatury punktu gorącego w obszarze jednej cewki.
 - w transformatorze typu TONRLa 120000/225 umieszczono czujniki pomiarowe w cewce sąsiadującej z cewką, która na podstawie obliczeń cechowała się najwyższą temperaturą punktu gorącego. Celem tak prowadzonych badań była weryfikacja pomiarowa poprawności wyboru cewki najgorętszej z wykonanymi obliczeniami.
8. Opracował wyniki pomiarów czujnikami optycznymi zlokalizowanymi w punktach gorących uzwojeń. Pomiary prowadzono podczas fabrycznych prób końcowych danego transformatora.
 9. Przeprowadził analizę porównawczą wyników obliczeń i pomiarów realizowanych z użyciem czujników światłowodowych z pomiarami realizowanych konwencjonalnymi metodami rezystancyjnymi.

Na podstawie przeprowadzonych badań i analiz, w oparciu o uzyskane wyniki, autor sformułował następnie końcowe konkluzje naukowe i odpowiednie rekomendacje techniczne.

4. Wykorzystanie czujników optycznych do pomiaru temperatury części aktywnej transformatorów energetycznych

4.1. Przesłanki do realizacji pomiarów temperatury z użyciem czujników optycznych

Bezpośredni pomiar temperatury punktów gorących w uzwojeniach transformatorów wysokonapięciowych dużej mocy wiąże się z rozwiązaniem poważnego problemu jakim jest pomiar temperatury w obszarach o wysokich napięzeniach napięciowych. W strefach tych praktycznie nie jest możliwe bezpieczne wykonanie pomiaru dotychczas stosowaną metodą rezystancyjną. Ze względu na słaby sygnał i obecność izolacji ciekłej, niemożliwy jest również skuteczny pomiar jakąkolwiek metodą pośrednią.

Nowe możliwości w pomiarach temperatury wewnątrz kadzi transformatorów stwarza zastosowanie do pomiaru światłowodowych czujników optycznych. Pierwsze próby pomiaru bezpośredniego temperatury z użyciem tych czujników podjęto już w połowie lat 80-tych. Do głównych zalet opracowanej i obecnie dopracowanej już technologii należą:

- bezpośredni pomiar temperatury w czasie rzeczywistym,
- praca w bezpośrednim kontakcie z punktem gorącym,
- odporna mechanicznie konstrukcja,
- brak zagrożeń dla uzwojeń wysokonapięciowych,
- odporność na działanie oleju, próżnię, impregnaty,
- odporność na temperaturę do 225 °C,
- odporność na naprężenia podczas instalacji,
- odporność na wibrację i zmienne warunki pracy.

W ramach przeprowadzonych badań autor wykorzystał możliwość wprowadzania czujników pomiarowych do wnętrza kadzi transformatora olejowego. Dzięki temu uzyskał możliwość prowadzenia pomiaru temperatury w lokalnie wybranym obszarze części aktywnej transformatora. Obszary pomiarowe, w których dokonywał pomiaru znajdowały się w punktach gorących, które zostały zdefiniowane obliczeniowo.

W celu weryfikacji wyników uzyskanych w symulacjach obliczeniowych doktorant wykonał pomiary z użyciem światłowodowych czujników optycznych. Zastosowanie tego typu czujników umożliwiło uzyskanie bezpośredniego kontaktu z izolacją zewnętrzną przewodu nawojowego [23]. Autor wykorzystał możliwość prowadzenia pomiaru temperatury podczas prób fabrycznych lub pracy transformatora w miejscu zainstalowania. Pomiary i rejestracje wyników prowadzone były w sposób ciągły. Dodatkową zaletą zastosowanej metody było uzyskanie relatywnie małej inercji podczas rejestracji temperatury, co jest szczególną zaletą w pomiarach temperatury wewnątrz kadzi transformatora, gdyż obecnie powszechnie stosowane metody charakteryzuje duża bezwładność.

4.2. Idea pomiarów temperatury czujnikami światłowodowymi

Światłowód (ang. *optical fiber*) jest falowodem służącym do przesyłania światła. Zbudowany jest z włókna dielektrycznego - najczęściej szklanego, noszącego nazwę rdzenia

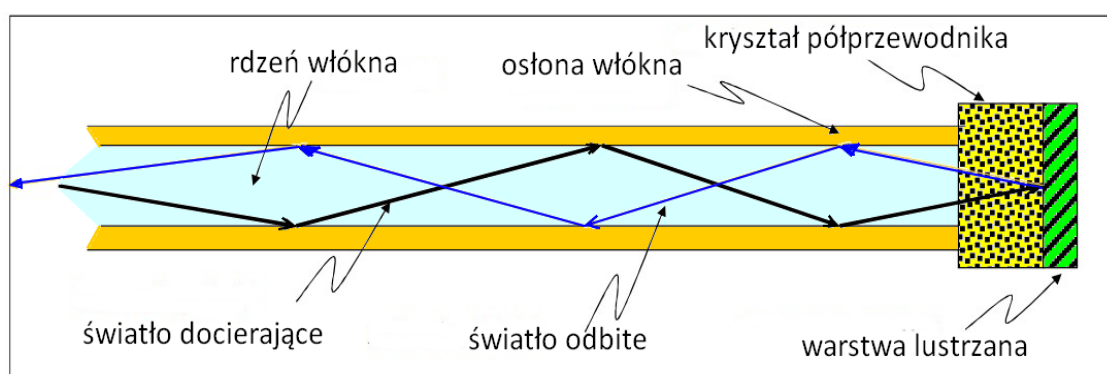
(ang. *core*) oraz otuliny, zwanej płaszczem (ang. *cladding*) z tworzywa sztucznego lub szkła o współczynniku załamania światła mniejszym niż współczynnik załamania światła rdzenia. Światło transmitowane przez światłowód jest zamknięte w rdzeniu na skutek zachodzenia zjawiska całkowitego wewnętrznego odbicia. Zjawisko całkowitego wewnętrznego odbicia oznacza sytuację, w której promień w rdzeniu padając pod kątem, większym od pewnego kąta, zwanego kątem granicznym θ_{gr} na granicę faz rdzeń-płaszcz odbija się i wraca do rdzenia bez strat, co umożliwia propagację światła przez włókno (rys. 4.1) [46].

Światłowodowy pomiar temperatury przebiega co do zasady następująco: przewód światłowodowy zapewnia przebieg wiązki światła emitowanego ze źródła oraz wiązki powrotnej. Na końcu rdzenia przewodu światłowodowego wykonanego ze szkła kwarcowego naniesiona jest warstwa arsenku galu (GaAs) o grubości $\sim 100 \mu\text{m}$ wraz z warstwą odbijającą wiązkę światła [21, 138]. Przy pomiarze temperatury w tej technologii wykorzystano zjawisko polegające na pochłanianiu przez kryształ, podczas przechodzenia przez niego światła, pewnej długości fali i tłumienia jego natężenia w sposób wykładniczy. Opisuje to poniższa zależność:

$$I_q = I_o e^{-\alpha d}, \quad (4.1)$$

gdzie: I_o i I_q odpowiednio oznaczają wartość natężenia światła przed i po przejściu przez kryształ, d grubość powłoki kryształu, α współczynnik pochłaniania światła.

Jeżeli wartości geometryczne pozostają stałe, wtedy współczynnik α zależy tylko od temperatury. W przypadku wzrostu temperatury dzięki zastosowaniu arsenku galu następuje większe wchłanianie światła, widmo światła niepochłoniętego przesuwają się do większych długości fali. W każdej temperaturze długość fali odbitej będzie inna. Dla poszczególnych temperatur następuje skok, nazywany przesunięciem absorpcyjnym. Dla arsenku galu zależność między określoną długością fali i temperaturą jest praktycznie liniowa i to zjawisko zostało wykorzystane przy pomiarze [138].

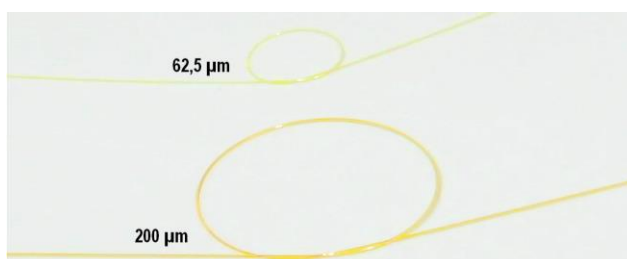


Rys. 4.1. Zasada działania światłowodowego czujnika do pomiaru temperatury [66]

Czujnik dzięki wykorzystaniu światła cechuje się szybkim działaniem przy niewielkich rozmiarach. Dzięki przedstawionym cechom możliwe było wykorzystanie tego rozwiązania do pomiaru temperatury punktu gorącego w transformatorach dużych mocy.

4.3. Technologia wykonania światłowodów stosowanych w pomiarach temperatury transformatorów

Czujniki optyczne wykorzystywane do pomiarów w transformatorach wykonywane są obecnie w dwóch technologiach 200 μm i 62,5 μm (rys. 4.2). Jest to wymiar średnicy rdzenia światłowodu. Systemy pomiarowe są rozwijane w obu tych technologiach i oba typy zostały wykorzystane w pomiarach realizowanych przez autora.



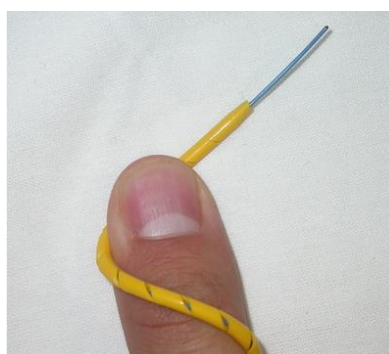
Rys. 4.2. Widok przewodów światłowodowych wykonanych w technologii 200 i 62,5 μm [49]

Ze względu na zapewnienie mechanicznej trwałości światłowodu jest on zabezpieczony dwoma powłokami ochronnymi. Pierwsza ma na celu osłonięcie samego światłowodu i posiada wzdłużną szczelinę pozwalającą na impregnację olejem (rys. 4.3). Druga zewnętrzna osłona ma postać spiralną i stanowi główną osłonę przed uszkodzeniem mechanicznym [16].



Rys. 4.3. Wykonanie przewodu światłowodowego przeznaczonego do pomiaru temperatury [105]

Spiralne nacięcia pozwalają na swobodne układanie przewodu umożliwiając jednocześnie łatwe wnikanie oleju transformatorowego i odpowietrzenie przestrzeni pomiędzy izolacjami. Izolacje są niezależne i przemieszczanie izolacji zewnętrznej nie uszkadza izolacji wewnętrznej lub światłowodu (rys. 4.4).



Rys. 4.4. Przewód światłowodowy firmy Fiso [38]

4.4. Rekomendacje w zakresie instalacji czujników światłowodowych

Pomiary światłowodowe w transformatorach rozpoczęto wykonywać w latach 80-tych. W ślad za tym, podjęto również próbę opracowania wytycznych w normach, co do ilości instalowanych czujników i miejsc ich instalacji. Uczyniono to w załączniku informacyjnym E do normy PN-EN 60076-2 (Tabela 4.1) [146]. W normie tej sugeruje się rozwiązanie, w którym ilość instalowanych czujników światłowodowych uzależnia się od mocy transformatora trójfazowego. Zastosowano dwa przedziały mocy od 20 do 100 MVA oraz powyżej 100 MVA. W przypadku pierwszego przedziału mocy wprowadzono dodatkowy podział zależny od rodzaju zastosowanego w transformatorze układu chłodzenia.

Tabela 4.1. Rekomendacje ilości instalowanych czujników wg normy PN-EN-60076-2 [146]

Moc znamionowa [MVA]	System chłodzenia	Ilość czujników i faza instalacji				
		Suma czujników	Na fazie środkowej		Na fazach bocznych	
			Uzwojenie GN	Uzwojenie DN	Uzwojenie GN	Uzwojenie DN
≥100	Wszystkie	8	2	2	1	1
Od 20 do 100	ON-OF	6	1	1	1	1
	OD-AF	8	2	2	1	1

Norma dopuszcza również stosowanie różnych konfiguracji pomiarowych uzgodnionych pomiędzy zamawiającym i producentem. Często stosowaną praktyką jest zatem bazowanie na wytycznych eksperckich.

W krajowych specyfikacjach technicznych autor spotykał się z wymaganiami wykonania instalacji systemu składającego się z 6. lub 9. czujników optycznych, dwa lub trzy na fazę, w zależności od tego czy na kolumnie zainstalowano uzwojenie regulacyjne, czy też nie. Często praktyką producentów jest również instalacja dodatkowego czujnika optycznego do pomiaru temperatury rdzenia [121].

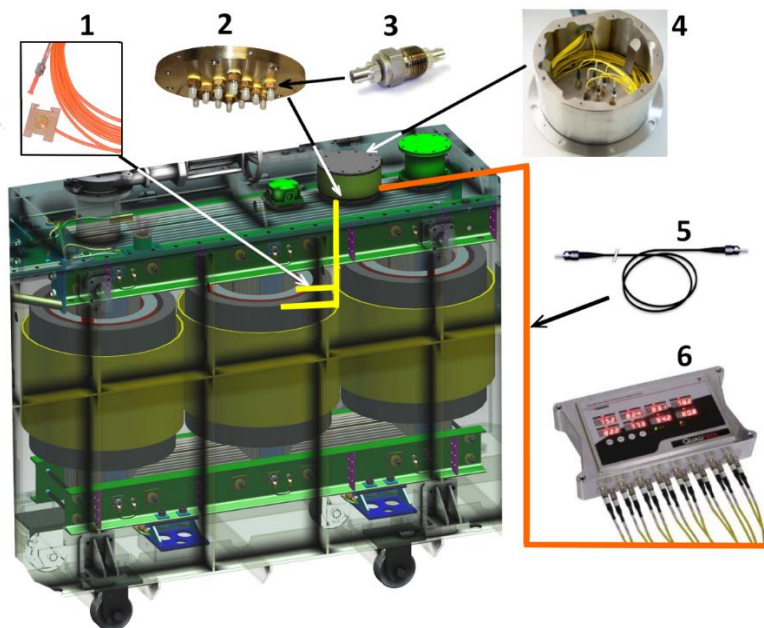
Autor w ramach rozprawy w rozdziale 5, korzystając z własnych doświadczeń zdobytych podczas instalacji systemów pomiarowych, przedstawił rekomendacje dotyczące poprawnej instalacji światłowodowych czujników optycznych.

5. Porównanie wybranych światłowodowych systemów stosowanych do pomiaru temperatury wewnątrz kadzi transformatora

5.1. Instalacja systemów optycznych do pomiarów temperatury transformatorów

Autor pracy zainstalował w nowych transformatorach dużych mocy systemy pomiarowe zbudowane w oparciu o światłowodowe czujniki optyczne. Instalacja została przeprowadzana w trakcie procesu produkcyjnego transformatorów. Przed praktycznym zastosowaniem doktorant przeprowadził analizę dostępnych na rynku systemów światłowodowego pomiaru temperatury. Ustalił, że oparte są one o tę samą zasadę działania. W ich skład wchodzi takie same komponenty, różniące się szczegółowymi parametrami lub technologią wykonania (rys. 5.1). Ostatecznie, w ramach przeprowadzonych badań zastosowano w praktyce urządzenia trzech firm: Fiso, Qualitrol i Lumasense.

Najważniejszym i zarazem najczulszym składnikiem optycznego systemu pomiarowego jest światłowodowy czujnik optyczny (rys. 5.1, poz. 1). Końcówka czujnika musi zostać doprowadzona do punktu, w którym ma być prowadzony pomiaru temperatury. Punkt pomiarowy znajduje się wewnątrz kadzi transformatora. Najczęściej lokalizuje się go w uzwojeniach, ale również w rdzeniu lub na elementach konstrukcji. Instalacja czujnika powinna zostać przeprowadzona w sposób precyzyjny, w punkcie pomiarowym.



Rys. 5.1. Widok elementów światłowodowego systemu pomiaru temperatury [Oprac. własne]:
1-światłowodowy czujnik optyczny, 2-płyta przepustów, 3-przepust wyprowadzeniowy przewodu optycznego,
4-osłona płyty przepustów, 5-przewód krosowy (patchcord), 6-rejestrator

Ważnym aspektem podczas montażu czujnika optycznego jest także jego ochrona przed uszkodzeniem, które może nastąpić np.: podczas czynności montażowych uzwojeń, elementów izolacyjnych i prasujących część aktywną transformatora. Jeżeli wykrycie uszkodzenia światłowodu pomiarowego nastąpi po zalaniu transformatora olejem, praktycznie nie ma już możliwości jego wymiany. Z tej przyczyny podczas procesu produkcji transformatora wielokrotnie stosowana jest procedura testowania poszczególnych światłowodów.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że napięcia uzwojeń transformatorów dużych mocy wynoszą od kilku do kilkuset kV. Nie stanowi to jednak ograniczenia dla zastosowania czujnika optycznego bezpośrednio w uzwojeniu. Doktorant zweryfikował ten fakt praktycznie. W uzgodnieniu z producentami światłowodów z sukcesem wykonał instalację czujników optycznych w uzwojeniach o napięciu 420 kV transformatora blokowego o mocy 270 MVA.

5.1.1. Porównanie wybranych czujników optycznych

W światłowodowych systemach pomiaru temperatury z zastosowaniem światłowodów stosowane są włókna trzech głównych producentów zlokalizowanych w Kanadzie: Nortech, Neoptix i OpSens. W oparciu o produkty tych producentów rozwijana jest aparatura rejestrująca i oprogramowanie. Najważniejsze parametry czujników optycznych przystosowanych do zastosowania w transformatorach olejowych przedstawia tabela 5.1.

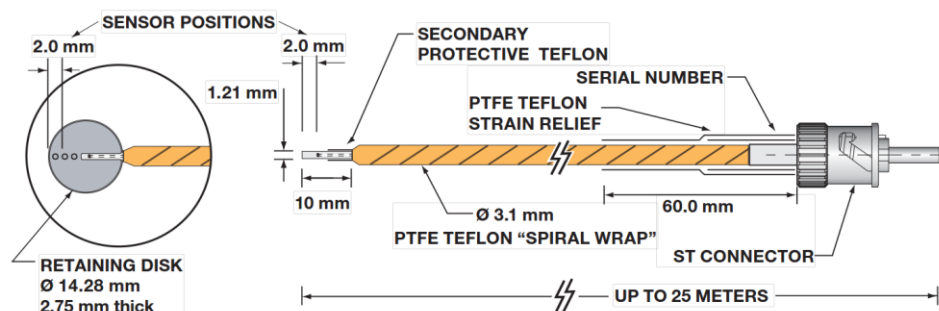
Tabela 5.1. Porównanie parametrów czujników optycznych głównych producentów [Opracowanie: Własne]

Producent systemu	Fiso	Lumasense	Qualitrol
Producent światłowodu	Nortech	OpSens	Neoptix
Oznaczenie producenta	TPT-62	OTG-T	T2S
Średnica rdzenia światłowodu	62,5µm	62,5µm	200µm
Średnica końcówki czujnika	1,1mm	1,1mm	1,21mm
Średnica pierwszej powłoki ochronnej	0,85mm	1mm	1,21mm
Średnica zewnętrznej powłoki osłonowej	3,15mm	3,0mm	3,1mm
Zakres pomiarowy temperatury	-40..225°C	-40..230°C	-80..250°C
Długość światłowodu	1..15m	wg zamówienia	1..25m
Dokładność pomiarowa systemu	±1°C	±0,8°C	±1°C
Rozdzielczość pomiaru	0,1°C	0,1°C	0,1°C
Certyfikaty	ASTM D3426 ASTM D149 IEC 243-1 IEC 243-3	Brak informacji	ASTM D149 ASTM D2413

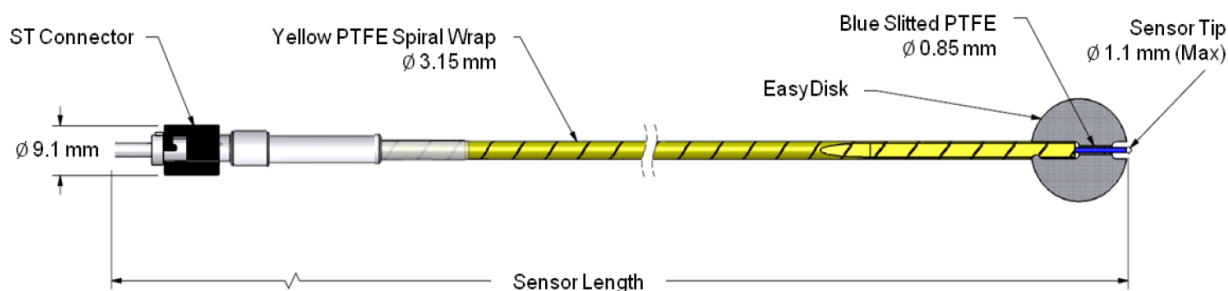
Proponowane przez inne firmy systemy pomiarowe produkowane są w oparciu o włókna światłowodowe wymienionych powyżej producentów.

Główna różnica w technice wykonania światłowodów dotyczy średnicy rdzenia światłowodu. W przypadku firmy Nortech i Lumasense wynosi ona 62,5 µm, natomiast w przypadku firmy Neoptix 200 µm. W związku z tym, systemy na dzień dzisiejszy nie są kompatybilne ze sobą.

Na rys. 5.2 przedstawiono widok ogólny czujnika optycznego wykonanego w technologii 200 µm oferowanego przez firmę Qualitrol. Natomiast na rys. 5.3 zilustrowano widok czujników światłowodowych oferowanych przez firmę Fiso, które wykonano w technologii 62,5 µm.

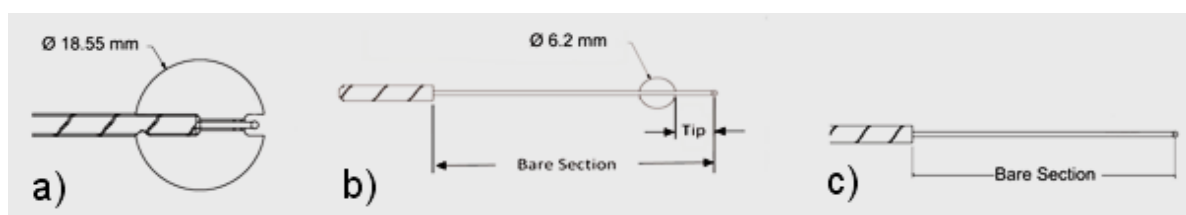


Rys. 5.2. Widok ogólny budowy przewodu światłowodowego firmy Qualitrol [105]



Rys. 5.3. Widok budowy przewodu światłowodowego firmy Fiso [142]

W celu ułatwienia montażu światłowodu we wstawce (przekładce), opracowane zostały dwa wykonania zakończenia światłowodu, z dyskiem lub bez (rys. 5.4). Po wycięciu otworu o odpowiedniej średnicy we wstawce dystansowej uzwojenia dysk z czujnikiem montowany jest w otwór (rys. 5.4a). Dopasowanie powinno być tak dobrane, aby nie było konieczne dodatkowe klejenie elementów. Autor przestrzegał tego, żeby wstawka w której instalował czujnik optyczny miała grubość minimum 3,5mm. Dzięki temu nie następowało zgniecenie i uszkodzenie rdzenia światłowodu pod wpływem siły prasującej. Dzięki krótszej izolacji osłonowej (rys. 5.4b) światłowodu instalację można przeprowadzić we wstawce o grubości 2 mm. Ostatnie rozwiązanie (rys. 5.4c) umożliwia bezpieczny montaż we wstawce o grubości tylko 1,5 mm lub na dowolnej powierzchni pomiarowej.

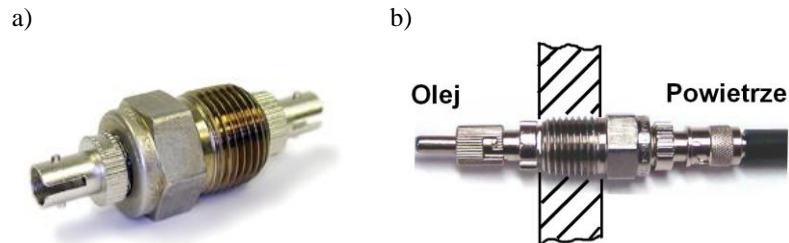


Rys. 5.4. Widok typów zakończeń przewodów światłowodowych [142]

Wszystkie modele światłowód pomiarowych przeznaczone do zastosowania w transformatorach olejowych zakończone są standaryzowaną końcówką typu ST (rys. 5.5a). Końcówka ta umożliwia dalsze podłączenie światłowodu do przepustu wyprowadzeniowego. Z tej samej strony światłowodu producenci umieszczają numer seryjny pozwalający na jego identyfikację. Zewnętrzna izolacja osłonowa wykonywana jest w jaskrawych kolorach. Dzięki temu zapewniona jest dobra widoczność przewodu.

5.1.2. Przepusty światłowodowe i płyta przepustów

Kolejnym elementem systemu pomiarowego jest płyta przepustów montowana na kadzi lub pokrywie górnej transformatora. Dzięki wkręconym do niej przepustom możliwe jest przeprowadzenie sygnału poza kadź transformatora. Przepusty obustronnie przystosowane są do połączenia z końcówkami ST (rys. 5.5b).



Rys. 5.5. Widok ogólny przepustu światłowodowego a), widok podłączonego przepustu b) [142]

Na płycie wykonanej ze stali instalowane jest od kilku do kilkunastu przepustów. Przepusty są wkręcane w nagwintowane otwory z użyciem uszczelnienia. Wewnątrz przepustu znajduje się światłowód zapewniający drogę dla sygnału świetlnego.



Rys. 5.6. Widok płyty z przepustami [Oprac. własne]

Producenci systemów pomiarowych proponują zbliżone rozwiązania w tym zakresie. Płyty mogą być dostarczone z wcześniej zainstalowanymi przepustami i przetestowane na szczelność lub montaż dokonywany jest na etapie instalacji na transformatorze i wymaga ich przykręcenia zgodnie z wytycznymi producenta.

5.1.3. Przewody połączeniowe czujników optycznych z jednostką rejestrującą

Po wyprowadzeniu sygnału świetlnego na zewnątrz transformatora jest on przesyłany do rejestratora. W tym celu wykorzystuje się zewnętrzne przewody krosowe (ang. *patchcord*). Przewody te wykonywane są w tej samej technologii co światłowód wewnętrzny, czyli 62,5 μm lub 200 μm . Stosowany jest natomiast zupełnie inny jest typ zewnętrznej izolacji osłonowej. Wodoszczelną izolację o średnicy ok. 3 mm wykonuje się z poliuretanu wzmocnionego włóknem kevlarowym (rys. 5.7). Temperatura pracy przewodu krosowego wynosi od -55 $^{\circ}\text{C}$ do 85 $^{\circ}\text{C}$. Długość dobierana jest w zależności od miejsca instalacji przetwornika sygnału

i może wynosić nawet 100 m. Przewody formowane są w jednolite wiązki. Na obu końcach przewodu zainstalowane są końcówki typu ST, umożliwiające szybkie i łatwe połączenie z aparaturą.

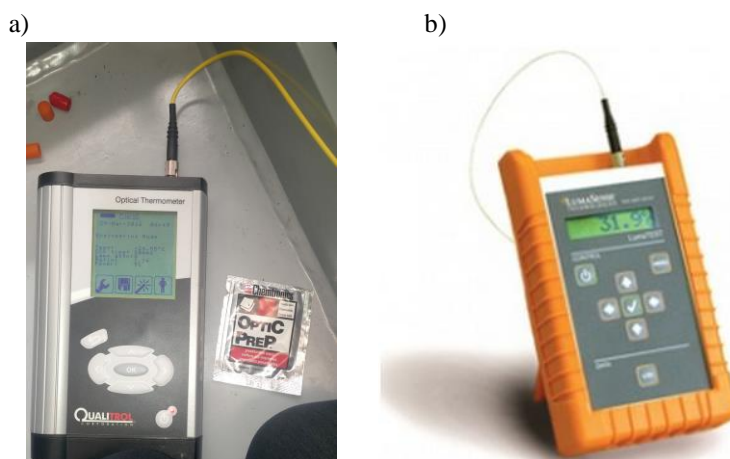


Rys. 5.7. Widok przewodu połączeniowego zewnętrznego [142]

5.1.4. Rejestratory temperatury

Wraz z rozwojem systemów pomiarowych rozwijane są systemy rejestracji. Jest to ostatni element układu całego pomiarowego. Umożliwia on przetwarzanie sygnału, rejestrację wyniku pomiaru i archiwizowanie danych pomiarowych. Wszyscy producenci oferują urządzenia dedykowane do własnych układów pomiarowych. W zależności od potrzeb użytkownika dostosowywana jest ilość kanałów pomiarowych. Dzięki temu przy najprostszych systemach pomiarowych możliwe jest ograniczenie kosztów tego najdroższego komponentu.

W związku z tym, że podczas instalacji światłowodów w transformatorze wymagana jest wielokrotna kontrola każdego z czujników autor stosował do tego celu przenośny tester jednokanałowy. Umożliwiał on przetestowanie pojedynczego światłowodu i testowy odczyt temperatury. W ramach wykonanych pomiarów doktorant wykorzystywał dwa przenośne urządzenia Nomad (firmy Qulitrol) oraz LumaTEST Monitor (firmy LumaSense). Podstawową ich zaletą są niewielkie rozmiary oraz zasilanie bateryjne. Ułatwia to pomiar kontrolny podczas instalacji fabrycznej światłowodów lub ich sprawdzenie w miejscu pracy transformatora (rys. 5.8). Komunikacja z urządzeniami odbywa się poprzez komputer z użyciem portu RS-232. W rejestratorze Nomad możliwa jest również rejestracja wyniku pomiaru na karcie pamięci SD.



Rys. 5.8. Widok ogólny przenośnych urządzeń pomiarowych: a) Nomad [Oprac. własne] b) LumaTEST [83]

Stacjonarne urządzenia rejestrujące instalowane na stałe na transformatorach umożliwiają obsługę nawet 16 kanałów pomiarowych jednocześnie. W ramach prowadzonych testów pomiarowych autor stosował nowoczesne rejestratory z możliwością bezpośredniego odczytu mierzonych temperatur.

Pierwsze z urządzeń, które zostało wykorzystane do badań to system firmy Nortech Sentinel II. Współpracuje on z systemem światłowodowym firmy Fiso (światłowód wykonany w technologii 62,5 μm). Zakupiono i wykorzystano dwa takie rejestratory 6-cio kanałowe, co umożliwiło jednoczesny pomiar w 12 kanałach (rys. 5.9).



Rys. 5.9. Widok ogólny frontu rejestratora Sentinel II [94]

Drugim z testowanych urządzeń był ośmiokanałowy rejestrator typu LumaSHIELD firmy LumaSENSE (rys. 5.10). Producent umożliwia współpracę rejestratora ze światłowodami firmy Fiso. Kompatybilność potwierdziły testy przeprowadzone podczas badań realizowanych przez autora pracy.



Rys. 5.10. Widok rejestratora LumaSHIELD firmy LumaSense [84]

Trzecim z urządzeń wykorzystanym w ramach realizacji niniejszej rozprawy doktorskiej był 10-cio kanałowy rejestrator typu T/Guard 405 firmy Qualitrol, który obsługuje czujniki optyczne w technologii 200 μm (rys. 5.11).



Rys. 5.11. Widok rejestratora T/Guard 405 firmy Qualitrol [105]

Zestawienie przedstawione w tabeli 5.2 jest porównaniem najważniejszych danych stosowanych technicznych urządzeń rejestrujących zastosowanych przez doktoranta w czasie prowadzonych badań.

Tabela 5.2. Porównanie parametrów urządzeń rejestrujących światłowodowy pomiar temperatury [84, 94, 106]

Nazwa urządzenia	Nortech Sentinel II	LumaSHIELD	T/Guard 405
Technologia światłowodu	62,5 μm	62,5 μm	200 μm
Ilość kanałów	2,4,6,8*,10*,12* * w układzie równoległym	3 ÷ 16	2 ÷ 16
Zakres pomiarowy	-40°C...225 °C	-40°C...230 °C	-40°C...200 °C
Dokładność pomiaru	±1°C	±0,8°C	±1°C
Czas odpowiedzi	Brak danych	0,5 s (typowo)	0,3 s (typowo)
Częstotliwość próbkowania	1 Hz	50 Hz	5 Hz
Temperatura pracy	-20°C...60 °C	-40°C...75 °C	-30°C...72 °C
Rejestracja danych (pamięć)	262 000 jednostek danych	2 000 000 jednostek danych	400 000 jednostek danych
Protokół komunikacji	MODBUS, Nortech IEC61850*, DNP3.0*, TCP-IP/Modbus, TCP-IP/Serial, IEC60870-5-104*	SCPI, MODBUS, DNP3*, IEC61850*	MODBUS, DNP3*, IEC60870-5-101, TCP-IP
Protokoły szeregowe	RS-485, RS-232, RJ45*	RS-485, RS-232, Ethernet	RS-485
Wyjście analogowe	4-20 mA, 0-1 mA	4-20 mA, 0-1 mA	4-20 mA
Trwałość źródła światła	>25 lat	Czas życia transformatora	>30 lat
Wymiary	215x160x84 mm	310x136x125 mm	265x148x62 mm
Masa	1,5 kg	Brak danych	1,2 kg
Oprogramowanie	Nortech Comander	SoftSense	OptiLink

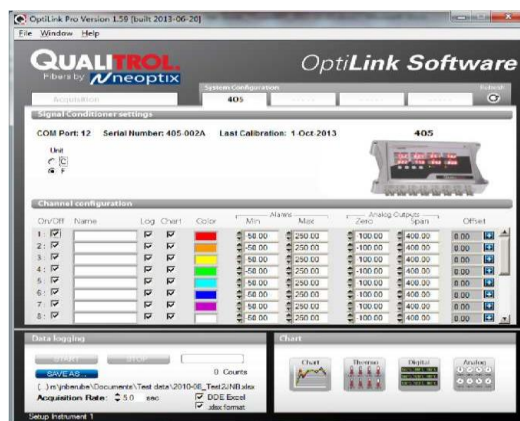
* - opcjonalnie

5.1.5. Oprogramowanie wspierające pomiar temperatury czujnikami optycznymi

Wszystkie przetestowane przez autora w ramach niniejszej pracy urządzenia rejestrujące posiadały możliwość wykorzystania dedykowanego oprogramowania komputerowego. Połączenie z wykorzystaniem komputera następuje przez łącze RS-232, RS-485 lub MODBUS. Umożliwiło to między innymi:

- odczyt i rejestrację pomiaru on-line,
- diagnostykę,
- konfigurację i kontrolę jednostki rejestrującej,
- pobieranie danych zarejestrowanych w urządzeniach.

Na rys. 5.12 przedstawiono interfejs graficzny programu OptiLink, który współpracuje z systemem światłowodowego pomiaru temperatury transformatorów firmy Qualitrol.



Rys. 5.12. Interfejs programu OptiLink do obsługi systemu firmy Qualitrol [106]

5.2. Praktyczna realizacja instalacji analizowanych systemów pomiarowych

5.2.1. Procedura kontroli światłowodu

Przed wykonaniem instalacji przewodu światłowodowego konieczna jest kontrola poprawności jego działania. Zabieg ten powinien być powtarzany kilkakrotnie na różnych etapach produkcji transformatora. Pozwala to na wyeliminowanie z użycia światłowodów wadliwych lub uszkodzonych. Jeżeli w trakcie prac montażowych transformatora nastąpi uszkodzenie światłowodu, wymiana może być niemożliwa ze względu na brak dostępu po zabudowaniu układem izolacyjnym lub napełnieniu kadzi olejem transformatorowym. Podkreśla to wagę procedury testowej. Do wykonania testowania poprawności działania czujników optycznych autor użył urządzeń pomiarowych LumaTEST i Nomad (rys. 5.8).

Podczas wykonania pierwszej instalacji systemu światłowodowego w 2009 roku doktorant przeprowadził kontrolę światłowodu na następujących etapach:

- po otrzymaniu światłowodów,
- bezpośrednio przed instalacją w transformatorze,
- po instalacji w transformatorze,
- przed procesem suszenia części aktywnej,
- po zalaniu transformatora olejem,
- przed próbą cieplną transformatora.

Etapy kontroli zostały tak dobrane, aby przeprowadzać je w momencie zakończenia operacji niosących ryzyko uszkodzenia zainstalowanych wewnątrz transformatora czujników. Dzięki zastosowaniu powyższej procedury istnieje możliwość identyfikacji uszkodzenia danego światłowodu i ewentualna jego wymiana. W praktyce uszkodzenia światłowodów zdarzały się głównie w czasie operacji montażowych części aktywnej transformatora. Na 100 instalowanych czujników światłowodowych uszkodzone zostały cztery z nich. Pomimo pancerzy ochronnych na światłowodach należy zachować zwiększoną ostrożność podczas prac montażowych, a procedura kontrolna nie może zostać pominięta.

Aktualnie producenci systemów światłowodowego pomiaru temperatury zalecają przyjęcie określonych procedur diagnostyki poszczególnych czujników optycznych. W tabeli 5.3 przedstawiono jedną z takich procedur, wdrożonych przez firmę Qualitrol [105].

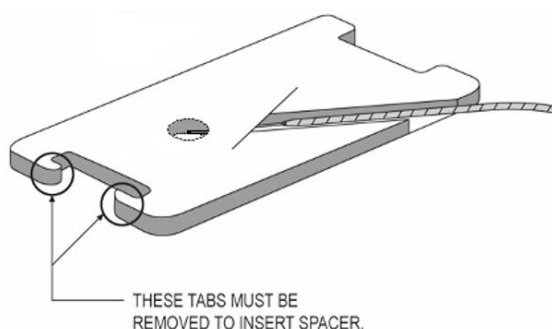
Tabela 5.3. Kontrolowane parametry światłowodów wraz z kryteriami dopuszczającymi [105]

Parametr	Oznaczenie w rejestratorze	Jednostka	Kryterium oceny
Temperatura	T	°C	Ocena porównawcza z innym pomiarem temperatury realizowanym równolegle
Czas odpowiedzi matrycy	CCD	ms	< 300 milisekund; im mniejsza wartość tym lepiej
Współczynnik	R	-	0,30 ÷ 1,07 – nie wykryto czujnika, 1,07 ÷ 1,25 – bardzo słaby sygnał czujnika nie nadaje się do użycia, 1,25 ÷ 2,80 – poprawnie działający czujnik, im wyższa wartość tym lepiej
Moc	%	%	90 ÷ 100 – przy bezpośrednim pomiarze czujnika, 55 ÷ 100 – przy pomiarze czujnika przez przepust

5.2.2. Montaż czujników optycznych w uzwojeniach

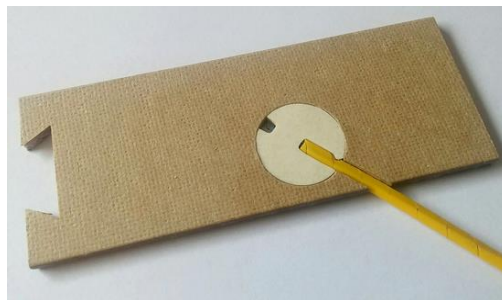
Ponieważ konstrukcje transformatorów są bardzo różne, niejednokrotnie konieczne było dopasowanie przez autora sposobu instalacji do istniejących warunków i konstrukcji uzwojenia [14]. Najczęściej montaż końcówki pomiarowej światłowodu wykonywany jest w uzwojeniu, ale również w rdzeniu lub na elementach konstrukcyjnych transformatora. W celu pomiaru temperatury punktu gorącego konieczny jest montaż końcówki czujnika na styku z przewodem uzwojenia w środku wymiaru promieniowego cewki. W związku z tym, że w większości uzwojeń transformatorów dużych mocy wykonywane są kanały chłodzące pomiędzy cewkami (w uzwojeniach cewkowych) lub zwojami (w uzwojeniach śrubowych) istnieje możliwość wykorzystania tego faktu do montażu światłowodów.

W celu wykonania kanału chłodzącego pomiędzy cewkami umieszczana jest wstawka dystansowa z odpowiednimi nacięciami na jej krótkich bokach. Jedno z nacięć na „jaskółczy ogon” służy do montażu wstawki na klinie natomiast nacięcie po przeciwnej stronie służy osadzeniu klina dystansowego rozmieszczonego na zewnątrz uzwojenia (rys. 5.13).



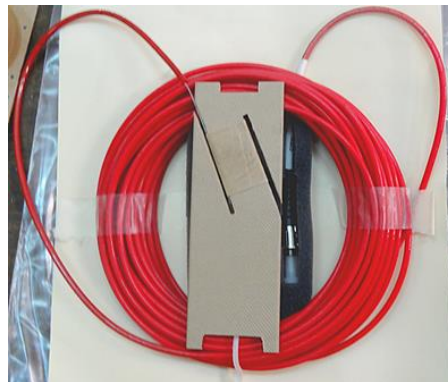
Rys. 5.13. Szkic wstawki dystansowej uzwojenia z zainstalowanym czujnikiem optycznym [38]

Teoretycznie najłatwiejszym sposobem instalacji czujnika światłowodowego byłby jego montaż w chwili nawijania cewki uzwojenia. W związku z ruchem obrotowym nawijarki istnieje jednak duże zagrożenie przypadkowego uszkodzenia lub wyrwania światłowodu. To samo zagrożenie występuje także podczas kolejnych czynności jakimi są: transport, prasowanie wstępne uzwojeń i osadzanie na kolumnie rdzenia. W związku ze wskazanymi problemami technicznymi, autor rozprawy rekomenduje przeprowadzenie montażu na jak najpóźniejszym etapie produkcji transformatora. W przypadku uzwojeń, za moment ten można uznać osadzenie ich na kolumnie rdzenia. Przed założeniem zewnętrznych tulei i barier izolacyjnych możliwy jest jeszcze dostęp do cewek i swobodne wykonanie czynności montażowych. Podczas montażu czujników optycznych autor usuwał z uzwojenia pierwotnie włożoną wstawkę lub kilka wstawek dystansowych, a następnie w to miejsce wprowadzał wcześniej przygotowaną wstawkę z czujnikiem pomiarowym (rys. 5.14).



Rys. 5.14. Sposób instalacji czujnika światłowodowego z dyskiem [Oprac. własne]

W przypadku instalacji czujnika światłowodowego bez dysku, wstawka dystansowa była nacinana równolegle w dwóch miejscach. Do jednego z nacięć wprowadzono czujnik światłowodowy, natomiast drugie nacięcie autor wykorzystywał do prawidłowego taśmowania czujnika. W tym celu używał papieru kablowego (rys. 5.15).



Rys. 5.15. Widok światłowodu bez dysku zainstalowanego we wstawce dystansowej [Oprac. własne]

5.2.3. Prowadzenie przewodów wewnątrz transformatora

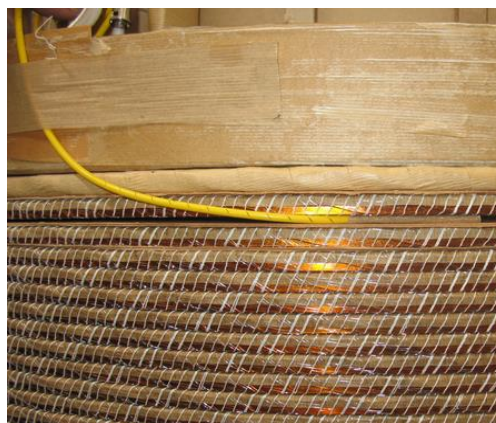
Długość wewnętrznych przewodów światłowodowych wynosi od 1 do 15m i jest ustalana na etapie ich zamówienia. Nie ma możliwości późniejszej korekty ich długości. W związku z tym autor musiał uwzględnić odpowiedni naddatek na prowadzenie światłowodu po

elementach części aktywnej transformatora do przepustów wyprowadzeniowych. Sposób prowadzenia nie może powodować jego naprężeń lub zagięć. Tym samym lokalizacja płyty przepustów światłowodowych również nie mogła być przypadkowa. Jej miejsce zainstalowania zostało ustalone podczas wykonania projektu konstrukcji mechanicznej kadzi i pokrywy transformatora. Uwzględniono przy tym, prowadzenie przewodów światłowodowych jak najkrótszą drogą z zachowaniem bezpiecznych odległości.



Rys. 5.16. Widok wyprowadzenia światłowodu z uzwojenia typu cewkowego [Oprac. własne]

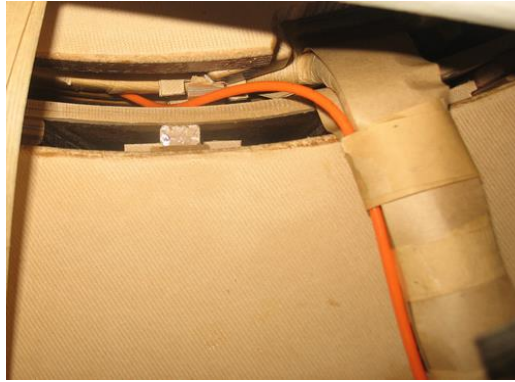
Najskuteczniejszym stosowanym przez autora sposobem zabezpieczenia światłowodu przed jego wyrwaniem lub przemieszczeniem było dodatkowe taśmowanie. Po wyprowadzeniu z uzwojenia mocował światłowód do przewodów cewki, pierścienia prasującego lub ekranującego. Przykłady przedstawiono na rysunku 5.16 i 5.17.



Rys. 5.17. Sposób wyprowadzenia światłowodu z uzwojenia nawiniętego jako śruba ściśła [Oprac. własne]

W dalszym prowadzeniu przewodu doktorant wykorzystywał bezpieczne obszary układu izolacyjnego. Było to możliwe po wcześniejszej analizie projektu układu izolacyjnego. Planując trasę przewodu uwzględniono odpowiednią ilość miejsca dla średnicy przewodu ~5 mm oraz potencjalne zagrożenie ze strony elementów układu izolacyjnego, które przemieszczają się podczas sprasowywania uzwojeń na kolumnie rdzenia.

W przypadku transformatorów dużej mocy z uzwojeniami na napięcia 110 kV i wyższe, skrajne obszary uzwojeń zabezpieczane są izolacją w formie kołnierzy kątowych oraz osłon wyprowadzeń wysokonapięciowych (rys. 2.2, rozdział 2). Fakt ten utrudnia swobodne wyprowadzenie światłowodu poza obszar uzwojeń.



Rys. 5.18. Widok z góry wyprowadzenie światłowodu z końcem uzwojenia DN [Oprac. własne]

W takich przypadkach przewód światłowodowy prowadzony był od punktu pomiarowego do strefy, w której znajduje się wyprowadzenie zacisku cewki i wraz z nim jest wyprowadzany poza uzwojenia (rys. 5.18 i 5.19). Dzięki temu rozwiązaniu doktorant uniknął zaburzeń w strukturze izolacji i osłabienia jej wytrzymałości napięciowej.



Rys. 5.19. Widok wyprowadzenia światłowodów z obszaru uzwojeń 220kV [Oprac. własne]

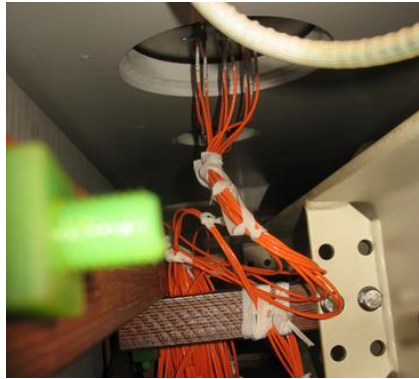
Prowadząc przewód lub wiązkę, omijał miejsca gdzie zlokalizowane były uchwyty transportowe. Dzięki temu wyeliminował możliwość przypadkowego uszkodzenia światłowodów podczas wykonywania operacji transportowych. Przykład montażu zestawu 9-ciu światłowodów przedstawiono na rys. 5.20.



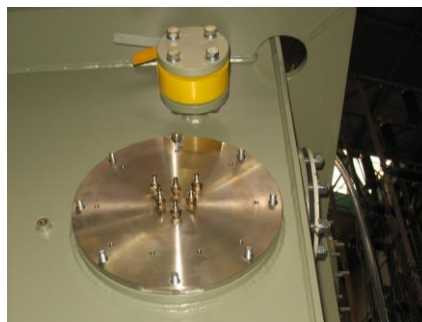
Rys. 5.20. Ogólny widok światłowodów po instalacji w uzwojeniach transformatora 6MVA [Oprac. własne]

5.2.4. Wyprowadzenie przewodów do płyty przepustów

Kolejnym krokiem w instalacji systemu pomiarowego było podłączenie światłowodowych czujników optycznych do przepustów umieszczonych na płycie stalowej. Płyta przykręcona na pokrywie lub na ścianie bocznej kadzi. Na rys. 5.21 przedstawiono podłączenie wewnętrzne przewodów światłowodowych do płyty z przepustami. Zamontowanie płyty przepustów kończy etap montażu czujników wewnątrz transformatora. Widok zewnętrzny zamontowanej na ścianie kadzi płyty przepustów przedstawia rysunek 5.22.

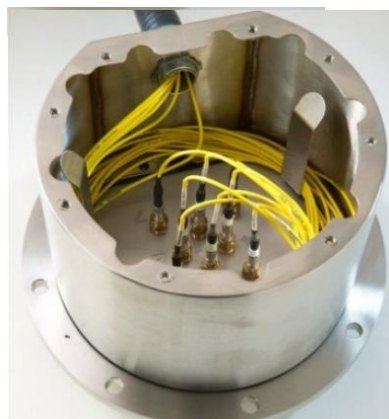


Rys. 5.21. Wewnętrzne połączenie światłowodów do płyty przepustów [*Oprac. własne*]



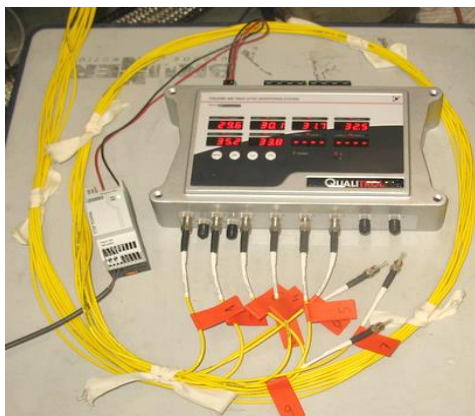
Rys. 5.22. Widok zewnętrzny płyty z przepustami światłowodowymi [*Oprac. własne*]

Następnym krokiem było podłączenie światłowodów zewnętrznych umożliwiających doprowadzenie sygnału do rejestratora przetwarzającego otrzymany sygnał świetlny. W celu zabezpieczenia przepustów przed wpływem warunków atmosferycznych płyta osłaniana jest skrzynką, w której możemy umieścić również zapas przewodów (rys. 5.23)



Rys. 5.23. Skrzynka osłonowa przepustów światłowodowych [105]

W związku z tym, że wykonywane przez autora pomiary miały charakter badawczy, rejestratory używane były często tylko w fazie testów fabrycznych transformatorów (rys. 5.24).



Rys. 5.24. Rejestrator wyników T/Guard 405 przygotowany do pomiarów [Oprac. własne]

Na rys. 5.25 zilustrowano fotografię przedstawiającą widok ogólny transformatora posadowionego na stacji prób firmy EthosEnergy Poland S.A. w Lublińcu z zainstalowanym systemem światłowodowego pomiaru temperatury jego części aktywnej.



Rys. 5.25. Ogólny widok stanowiska pomiarowego temperatury punktów gorących w uzwojeniach transformatora typu TONRLa 156000/220 z użyciem czujników optycznych [Oprac. własne]

W ramach przeprowadzonych przez autora badań wykonano instalację optycznych czujników światłowodowych w 16-tu transformatorach dużej mocy o różnych konstrukcji ich części aktywnej oraz typie układu chłodzenia. Weryfikację wyników obliczeń numerycznych z rezultatami otrzymanymi podczas pomiarów w trakcie badań cieplnych monitorowanych jednostek wykonano na stanowisku pomiarowym zilustrowanych na rys. 5.25. W dalszej części niniejszej rozprawy przedstawiono jedynie wybrane fragmenty podjętych przez doktoranta badań eksperymentalnych, które w opinii autora posłużyły do udowodnienia postawionych przez niego tez naukowych.

6. Wykorzystanie modelowania matematycznego w celu wyboru miejsca instalacji światłowodowych czujników optycznych w uzwojeniach transformatora

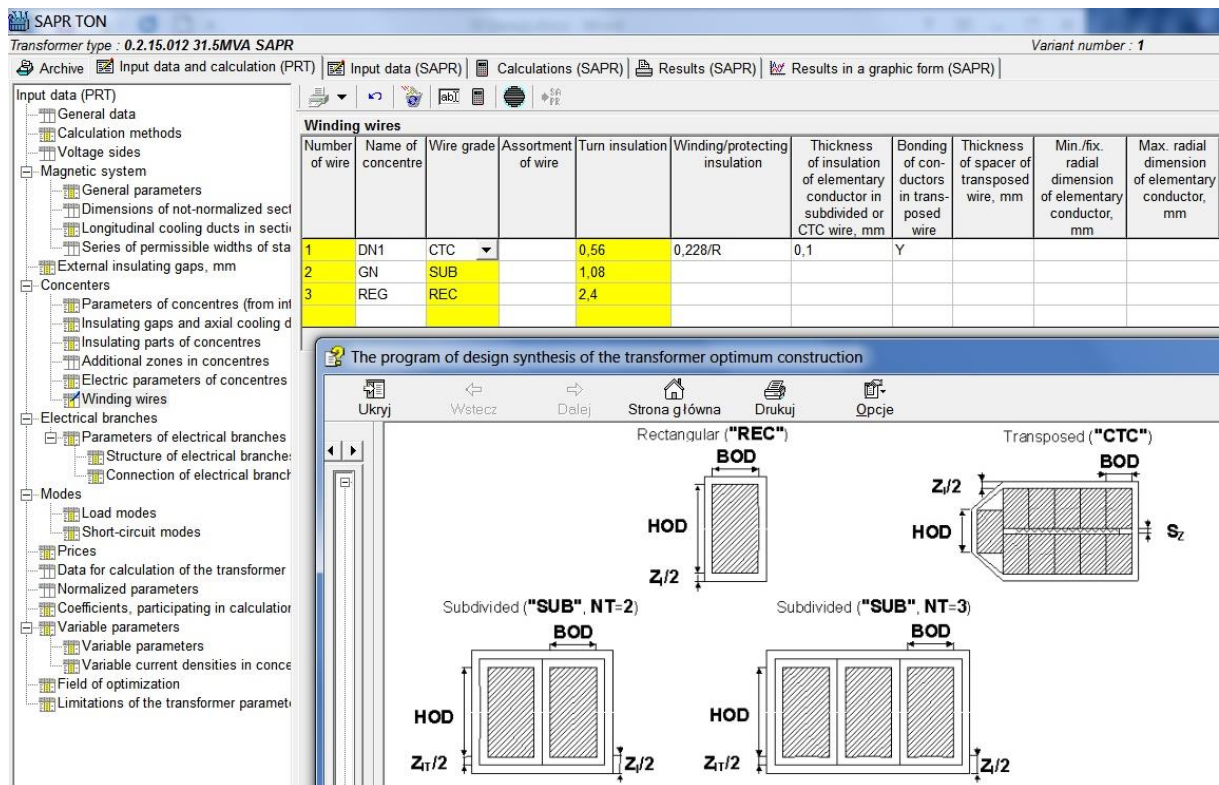
Punkt instalacji czujnika światłowodowego temperatury nie powinien być miejscem przypadkowym. Wiedząc, że uzwojenie transformatora dużej mocy ma od kilkudziesięciu do ponad 100 cewek, a systemy pomiarowe udostępniają kilka do kilkunastu kanałów pomiarowych, nie ma możliwości pomiaru temperatury wszystkich cewek uzwojenia. Dlatego wybór punktów instalacji to kluczowy etap montażu światłowodowego systemu pomiaru temperatury. Najbardziej uzasadnione jest zainstalowanie czujnika w punkcie gorącym uzwojenia, ponieważ pozwala to jednoczesną kontrolę temperatury decydującej o czasie życia transformatora [102].

Jak pokazały doświadczenia pomiarowe, temperatura uzwojenia w górnej strefie może się różnić nawet o 10 °C, w zależności od miejsca lokalizacji czujnika [53]. Wiedząc, że względna szybkość starzenia wynosi 1 dla temperatury punktu gorącego wynoszącej 98 °C możemy obliczyć ze wzoru 2.3, że dla temperatury o 10 °C wyższej wyniesie ona aż 3,175. Oznacza to ponad trzykrotne skrócenie czasu życia układu izolacyjnego transformatora. Wynik tego przeliczenia m.in. wykazuje jak ważne jest prawidłowe wyznaczenie temperatury punktów gorących w uzwojeniach transformatora.

6.1. Program obliczeniowy wykorzystany do obliczeń

Do przeprowadzenia obliczeń projektowych autor wykorzystał pakiet symulacji obliczeniowej SAPR TON opracowany przez Open Stock Company “Ukrainian Research, Design and Technological Transformer Institute” (OSC “VIT”) w Zaporozżu. Program przeznaczony jest do przeprowadzania badań projektowych, optymalizacji konstrukcji i obliczania parametrów transformatorów i autotransformatorów z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych. Obliczenia mogą być wykonywane dla jednostek o mocach od 2,5 do 1000 MVA i napięciach do 1150 kV. Pełny pakiet obejmuje 24 moduły programów aplikacyjnych realizujących normatywną i techniczną podstawę projektowania transformatorów. Projektowanie obejmuje symulację rozkładu pola elektromagnetycznego, elektrostatycznego, jak również obliczenia cieplne transformatorów. Pakiety programów aplikacyjnych mogą funkcjonować jako zintegrowane lub niezależne (niezwiązane z innymi programami systemu).

Logika projektowania w pakiecie została oparta na dwóch krokach. Pierwszy krok – projektowanie wstępne realizowane jest za pomocą modułu do obliczeń zgrubnych (o nazwie PRT). Po zadaniu podstawowych parametrów transformatora takich jak moc, napięcia, ilość kolumn, typ przewodu oraz odległości izolacyjne do uzwojeń, możemy zdefiniować na jakie parametry graniczne ma zostać obliczona konstrukcja. Tymi parametrami są m.in.: wymagane napięcie zwarcia, straty jałowe i obciążeniowe. W ramach zdefiniowanych parametrów zmiennych, takich jak indukcja w kolumnie rdzenia i gęstość prądu w uzwojeniach, program wykonuje cykl obliczeniowy, wynikiem którego jest szereg proponowanych konfiguracji konstrukcji transformatora. Na rys. 6.1 przedstawiono widok ogólny głównego okna graficznego interfejsu użytkownika oprogramowania SAPR TON.



Rys. 6.1. Główny ekran konfiguracyjny programu SAPRTON [Oprac. własne]

W ramach otrzymanych wyników przedstawiane są główne z parametrów transformatora tj.: masa materiałów czynnych, straty jałowe i obciążeniowe, indukcja w rdzeniu oraz jego wymiary. Oprócz tego, obliczany jest przyrost temperatury oleju i uzwojeń, poszczególne gęstości prądów i napięcie zwarcia. Zestawione wstępnie dane pozwalają projektującemu na szybką analizę i wybór rozwiązania, które w kolejnym kroku będzie podlegało obliczeniom szczegółowym (rys. 6.2).

Calculated variants																					
N	Capit. exp. [th.m.u.]	Capit. exp. [%]	Mat. cost [th.m.u.]	Mat. cost [%]	Dc [mm]	Bc [T]	P[load] [kW]	P[no-load] [kW]	P[load]+ P[no-load] [kW]	Gst [kg]	Gcu [kg]	Gst+ Gcu [kg]	Gtr [kg]	Hw [mm]	Ht [mm]	Tt.o.-amb. [deg.C]	Ttw. - oil [deg.C]	Kd.s.	P [dB]	Zk0 [%]	J1 [A/mm2]
1	958876	100	958876	100	693	1,6	239,01	29,21	268,22	34011	15931	49942	86475	2141	3621	60	31,3	0,27	86,4	10,45	2,72
2	979461,44	102,15	979461,38	102,15	693	1,6	235,61	29,25	264,87	34073	16555	50627	86587	2169	3649	60	30	0,27	86,4	10,56	2,48
3	984871,69	102,71	984871,69	102,71	693	1,6	236,77	29,22	265,99	34029	16719	50748	86109	2190	3670	60	28,2	0,41	86,4	10,2	2,09
4	1013059,5	105,65	1013059,5	105,65	693	1,6	234,75	29,33	264,08	34176	17459	51635	87677	2173	3653	60	29,2	0,43	86,4	10,69	2,29
5	1065104,63	111,08	1065104,63	111,08	650	1,59	240,42	27,28	267,7	32440	19289	51729	88041	2627	4007	60	27	0,35	86,4	10,45	2,07

Rys. 6.2. Przykładowe wyniki obliczeń wstępnych programem PRT [Oprac. własne]

W ramach drugiego kroku wykonywane są obliczenia pola magnetycznego uzwojeń (moduł MPO), strat dodatkowych w uzwojeniach (moduł POB) oraz obliczenia cieplne uzwojeń transformatora. Obliczenia cieplne mogą być przeprowadzone dla wszystkich typów chłodzenia stosowanych w transformatorach, czyli ON-AN, ON-AF, OF-AF, OF-WF, OD-WF i OD-AF. Za ich realizację odpowiada moduł TPO. Został on użyty przez autora rozprawy do wyznaczenia temperatur poszczególnych cewek w uzwojeniach obliczanego transformatora. Temperatura obliczane były dla różnych wartości obciążenia i różnych ustawień podobciążeniowego przełącznika zaczeów realizującego regulację napięcia GN. Przykład

wyników z obliczeń cieplnych uzwojeń transformatora o mocy 31,5MVA przedstawiono na rys. 6.3.

Number of coil	Type of coil	Coordinate of the coil center relative to the lower yoke, mm	Heat flow density, W/m ²	Average coil temperature rise over cooling in the tank, K	Average coil temperature rise over cooling medium temperature, K	Hottest spot temperature rise over cooling medium temperature, K
1	A	1509,893	1082,36	23,90232	72,40233	75,91768
2	A	1493,264	976,0972	22,43362	70,48994	73,80039
3	A	1476,635	919,9186	21,65042	69,26306	72,46413
4	A	1460,005	882,9376	21,13702	68,30598	71,43538
5	A	1443,376	858,4366	20,80445	67,52974	70,61286
6	A	1426,747	842,0752	20,59246	66,87407	69,9279
7	A	1410,118	830,9915	20,45993	66,29786	69,33363
8	A	1393,488	823,3187	20,37939	65,77364	68,79869
9	A	1376,859	817,8502	20,33281	65,28339	68,30252
10	A	1360,23	813,809	20,30844	64,81534	67,83171
11	A	1343,601	810,6958	20,29866	64,36188	67,37756
12	A	1326,971	808,1884	20,29855	63,91809	66,93445
13	A	1310,342	806,0783	20,30489	63,48075	66,49871

Rys. 6.3. Ekran wyników obliczeń cieplnych uzwojeń transformatora [Oprac. własne]

Obliczenia cieplne realizowane były dla każdej cewki lub zwoju w zależności od tego czy uzwojenie było typu cewkowego czy śrubowego. Na rys. 6.4 zaprezentowano wyniki obliczeń cieplnych dla jednej z cewek uzwojenia DN1 transformatora TONRLc 31500/120.

Number of coil	Type of coil	Coordinate of the coil center relative to the lower yoke, mm	Heat flow density, W/m ²	Average coil temperature rise over cooling in the tank, K	Average coil temperature rise over cooling medium temperature, K	Hottest spot temperature rise over cooling medium temperature, K
1	A	1509,893	1082,36	23,90232	72,40233	75,91768

Rys. 6.4. Wyniki obliczenia cieplnego dla jednej z cewek uzwojenia transformatora [Oprac. własne]

W ramach powyższych wyników dla zadanego typu obciążenia otrzymujemy:

- współrzędne cewki względem dolnego jarzma,
- gęstość strumienia cieplnego,
- przyrost średniej temperatury cewki powyżej średniej temperatury oleju
- przyrost średniej temperatury cewki względem temperatury czynnika chłodzącego (powietrza / wody)
- temperaturę punktu gorącego – przyrost względem temperatury czynnika chłodzącego (powietrze / woda).

Wynik wykonanych obliczeń mogą być przedstawione w postaci graficznej dając obraz rozkładu temperatury w poszczególnych cewkach na całej wysokości uzwojenia.

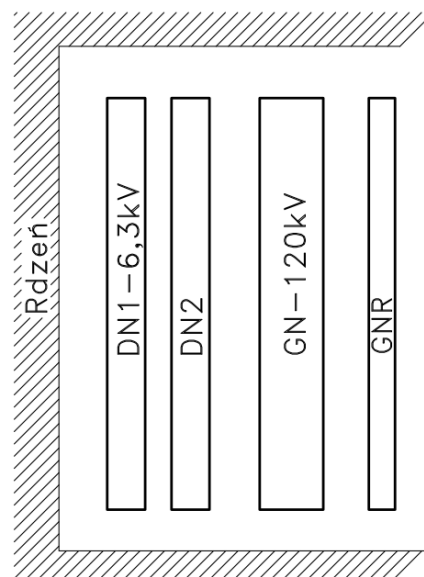
6.2. Konstrukcja i dane techniczne transformatora typu TONRLc 31500/120

Pierwszym transformatorem wybranym przez autora do przeprowadzenia obliczeń cieplnych i pomiaru temperatury z wykorzystaniem światłowodów był transformator typu TONRLc 31500/120. Jednostka ta została wyprodukowana w 2016 roku w firmie EthosEnergy Poland S.A. w Lublińcu. Badany obiekt jest typowym transformatorem sieciowy dużej mocy z radiatorowym układem chłodzenia i naturalnym obiegiem oleju (ON-AN). Układ chłodzenia realizowany jest przez czternaście szeroko panelowych radiatorów umieszczonych na podłużnych ściankach kadzi. Podstawowe dane znamionowe transformatora przedstawiono w tabeli 6.1.

Tabela 6.1. Dane znamionowe transformatora TONRLc 31500/120 [Oprac. własne]

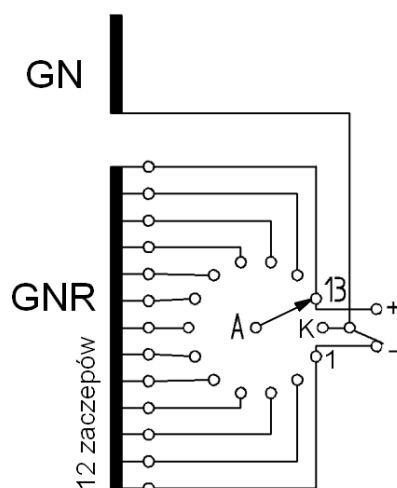
Nr fabryczny	150117
Rok budowy	2016
Moc znamionowa	31,5 MVA
Częstotliwość	50 Hz
Napięcie uzwojenia GN	120 000V $\pm 15\%$ (± 12 st.)
Prąd uzwojenia GN (+/0/-)	131,8 – 151,6 – 178,3 A
Napięcie uzwojenia DN	6 300V
Prąd uzwojenia DN	2886,8 A
Układ i grupa połączeń	YNd11
Napięcie zwarcia	11,58%
Rodzaj pracy	C
Chłodzenie	ON-AN

Transformator posiada rdzeń trójkolumnowy. Na wszystkich kolumnach osadzone zostały uzwojenia. Komplet uzwojeń na jednej kolumnie zawiera kolejno od rdzenia: uzwojenie dolnego napięcia (DN1 i DN2), górnego napięcia (GN) oraz uzwojenie regulacyjne strony górnego napięcia (GNR) (rys. 6.5).



Rys. 6.5. Schemat układu uzwojeń transformatora TONRLc 31500/120 [Oprac. własne]

Uzwojenie GN o napięciu 120 kV zostało nawinięte jako cewkowe z kanałami chłodzącymi i pierścieniami ekranującymi na jego krawędziach. Natomiast uzwojenie dolnego napięcia DN-6,3kV nawinięte zostało w dwóch warstwach jako śrubowe z kanałami chłodzącymi pomiędzy zwojami. Uzwojenie regulacyjne GNR zostało wykonane jako wydzielone uzwojenie śrubowe z odczepami wyprowadzonymi do podobciążeniowego przełącznika zaczeów. Regulacja przełącznikiem umożliwia zmianę napięcia GN-120kV w zakresie $\pm 15\%$ w ± 12 stopniach regulacyjnych. Wraz ze zmianą napięcia zmienia się prąd, osiągając wartość maksymalną na skrajnym zaczeju ujemnym. Załączone są wtedy wszystkie zwoje uzwojenia regulacyjnego, co schematycznie przedstawiono na rysunku 6.6.



Rys. 6.6. Schemat ustawienia podobciążeniowego przełącznika zaczeów na zaczeju (MIN) [108]

Obliczenia i pomiar strat transformatora został przeprowadzony dla nastaw przełącznika na zaczejach skrajnych: minimalnej (poz. 25 - MIN), maksymalnej (poz. 1 - MAX) i nominalnej (poz. 13 - NOM). Próba cieplna transformatora została przeprowadzona dla wartości maksymalnej strat, czyli na zaczeju (MIN).

Tabela 6.2. Tabela napięć i prądów transformatora TONRLc 31500/120 [Oprac. własne]

Pozycja przełącznika	Napięcie GN [V]	Prąd GN [A]	Napięcie DN [V]	Prąd DN [A]
1 - MAX	138000	131,8	6300	2886,8
2	136500	133,2		
3	135000	134,7		
4	133500	136,2		
5	132000	137,8		
6	130500	139,4		
7	129000	141,0		
8	127500	142,6		
9	126000	144,3		
10	124500	146,1		
11	123000	147,9		
12	121500	149,7		

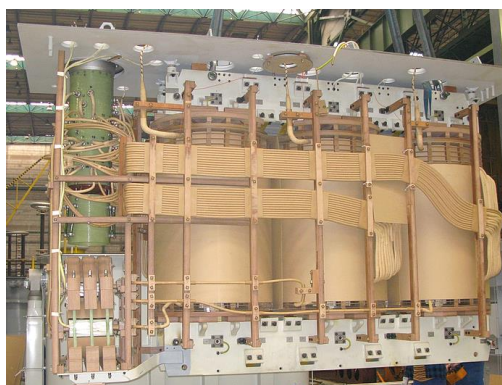
Pozycja przelącznika	Napięcie GN [V]	Prąd GN [A]	Napięcie DN [V]	Prąd DN [A]
13 - NOM	120000	151,6		
14	118500	153,5		
15	117000	155,4		
16	115500	157,5		
17	114000	159,5		
18	112500	161,7		
19	111000	163,8		
20	109500	166,1		
21	108000	168,4		
22	106500	170,8		
23	105000	173,2		
24	103500	175,7		
25 - MIN	102000	178,3		

Ze względu na najwyższą wartość prądu na tym zaczeple generowane są również największe straty obciążeniowe transformatora $\Delta P_{Cu}=161,9$ kW. W związku z tym, że obliczone straty jałowe $\Delta P_0=15,5$ kW pochodzące od rdzenia pozostają stałe na wszystkich zaczeplach regulacyjnych, jest to konfiguracja w której generowane są najwyższe sumaryczne straty transformatora $\Delta P=177,4$ kW. Zjawiska cieplne są również najintensywniejsze. Wartości strat obliczonych na poszczególnych zaczeplach transformatora przedstawia tabela 6.3.

Tabela 6.3. Wartości strat obliczonych na zaczeplach transformatora TONRLc 315000/120 [Oprac. własne]

Zaczeple przelącznika	MIN	NOM	MAX
Straty w uzwojeniach	154,2	113,7	111,3
Straty w konstrukcji [kW]	7,7	10,4	14,9
Razem straty obciążeniowe ΔP_{Cu} [kW]	161,9	124,1	126,2
Straty jałowe ΔP_0 [kW]	15,5	15,5	15,5
Straty sumaryczne transformatora ΔP [kW]	177,4	139,6	141,7

Transformator podlegał próbom fabrycznym, w ramach których wykonano próby typu i wybrane próby specjalne, zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 60076-1 (rys. 6.7).



Rys. 6.7. Ogólny widok części aktywnej transformatora TONRLc 31500/120 [Oprac. własne]

6.3. Wyniki symulacji obliczeniowych dla transformatora o mocy 31,5MVA

W celu prawidłowego wyboru punktów instalacji światłowodowych czujników optycznych w uzwojeniach transformatora typu TONRLc 31500/120 autor przeprowadził obliczenia cieplne jego z wykorzystaniem pakietu obliczeniowego SAPR TON. Obliczenia przeprowadzono dla wszystkich uzwojeń, dla trzech ustawień przełącznika zaczepów, na zaczepekach skrajnych (MIN, MAX) i wartości środkowej czyli nominalnej (NOM). Otrzymane wyniki obliczeń numerycznych zostały przedstawione w postaci graficznej na rys. 6.8 ÷ 6.20.

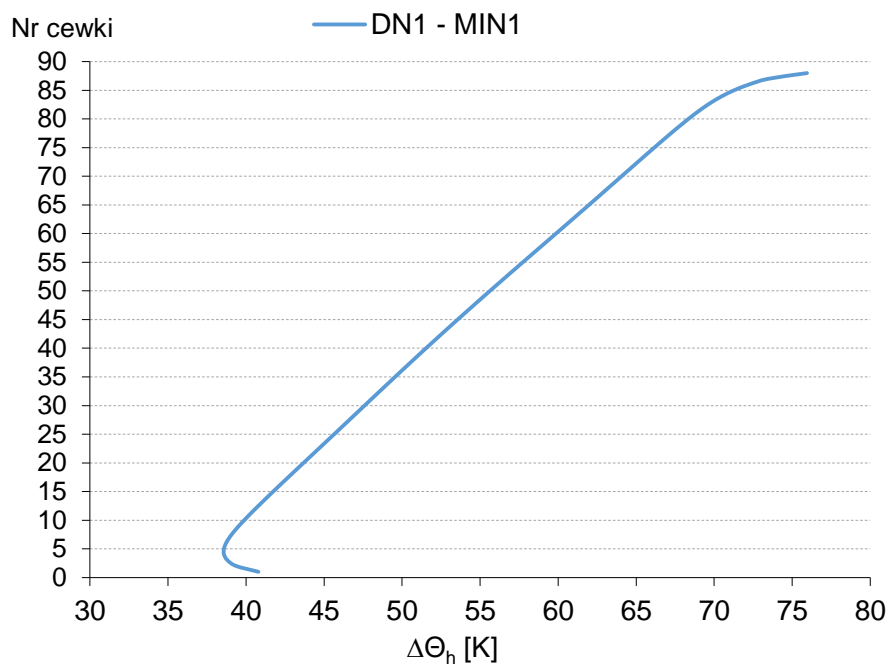
6.3.1. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia DN1

Uzwojenie DN zostało wykonane w dwóch koncentrycznych warstwach (DN1 i DN2) oddzielonych kanałem izolacyjnym. Uzwojenie zostało nawinięte wiązką dwóch przewodów z ciągłą transpozycją żyły (CTC). Przewody nawinięte zostały w układzie jeden nad drugim. Każdy z przewodów składa się z 25-ciu przewodów elementarnych o wymiarach 2,02x6,38 mm. Każda z warstw uzwojenia posiada 44 zwoje, co na wysokości odpowiada 88 przewodom. Pomiędzy wszystkimi przewodami umieszczono wstawki dystansowe. Tworzą one kanały chłodzące dla przepływu oleju transformatorowego. Przewód znajdujący się u dołu uzwojenia został oznaczony numerem 1 natomiast ostatni przewód górny numerem 88. Na wszystkich pozycjach przełącznika zaczepów wartość prądu w uzwojeniu DN1 jest niezmienna i wynosi 2886,8 A. Gęstość prądu wynosi 2,66 A/mm².

W związku z dużą ilością cewek, wyniki przeprowadzonych obliczeń przedstawiono dla wybranego zakresu cewek skrajnych 88÷85, 4÷1 oraz środkowych 44÷43 (Tabela 6.4). Przedstawione w tabeli obliczenia zostały wykonane dla ustawienia przełącznika zaczepów w pozycji MIN. W tej konfiguracji straty obciążeniowe oraz sumaryczne są największe, co przedstawiono w tabeli 6.3.

Tabela 6.4. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia DN1 - zaczepek GN-MIN [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
88	1509,89	1053,00	75,95
87	1493,27	955,48	73,46
86	1476,64	905,52	72,22
85	1460,01	873,54	71,27
...
44	778,21	760,63	53,15
43	761,58	759,33	52,74
...
4	113,04	755,47	38,59
3	96,41	780,29	38,81
2	79,78	820,33	39,37
1	63,15	900,72	40,79



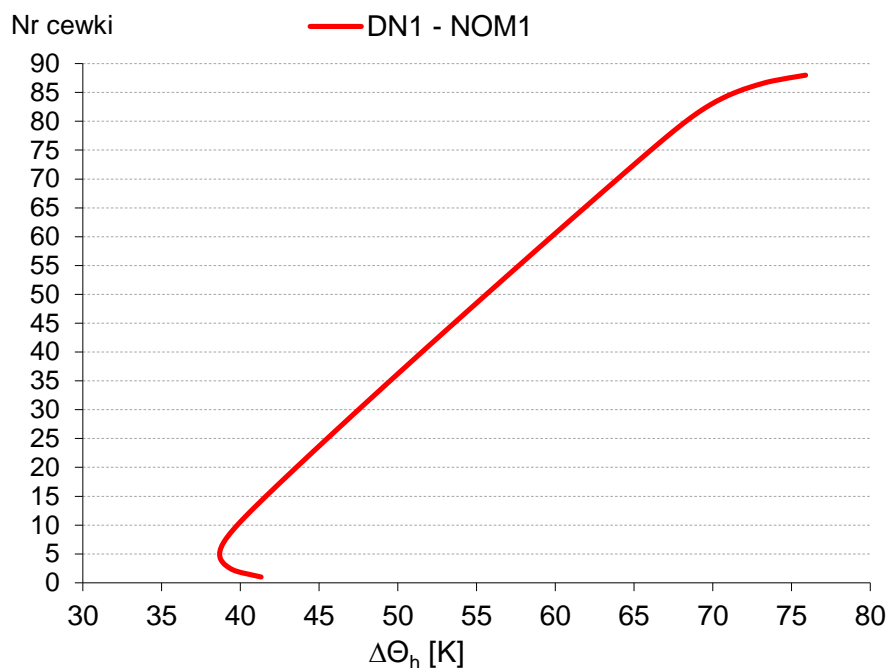
Rys. 6.8. Wynik symulacji rozkładu temperatury w cewkach uzwojenia DN1 - zaczepek GN-MIN
[Oprac. własne]

W efekcie przeprowadzonych przez autora symulacji ustalono, że w cewce nr 1 u dołu uzwojenia wystąpi zwiększona wartość przyrostu temperatury punktu gorącego cewki w stosunku do cewki sąsiadującej. Fakt ten jest następstwem zwiększonej wartości strat dodatkowych od strumienia rozproszenia. Podobny wzrost wartości temperatury wystąpi w ostatniej górnej cewce uzwojenia nr 88. Jest to równocześnie cewka w której temperatura punktu gorącego uzwojenia jest największa.

W kolejnych tabelach zaprezentowano przyrosty temperatury punktu gorącego dla pozostałych przypadków obliczeniowych uzwojenia DN1. Aby uprościć prezentację wyników ograniczono ją do trzech skrajnych cewek dolnych i górnych (Tabela 6.5). Wykresy obliczonego przyrostu temperatury punktu gorącego prezentują wyniki dla wszystkich cewek uzwojenia (rys. 6.9).

Tabela 6.5. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia DN1 - zaczepek GN-NOM [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
88	1509,89	1082,36	75,90
87	1493,27	976,10	73,80
86	1476,64	919,92	72,46
...
3	96,41	792,65	39,09
2	79,78	837,98	39,76
1	63,15	925,78	41,32

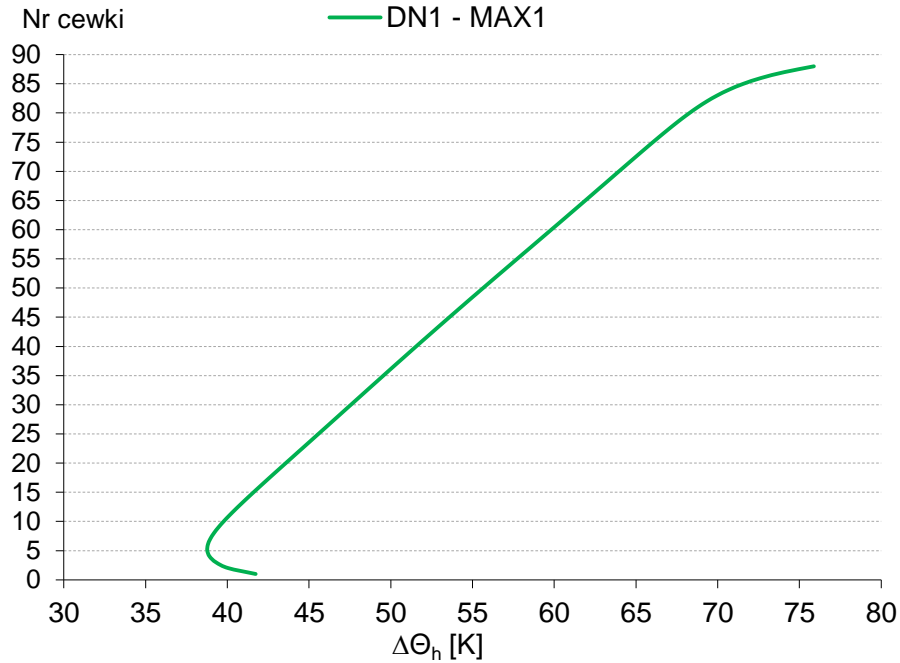


Rys. 6.9. Wynik symulacji rozkładu temperatury w cewkach uzwojenia DN1 - zaczepek GN-NOM
[Oprac. własne]

Ostatni przypadek obliczeniowy dotyczy zaczepek MAX przełącznika zaczepek dla którego wartość napięcia U_{GN} jest maksymalna i wynosi 138 000 V, natomiast prąd I_{GN} ma wartość minimalną 131,8A. Wyniki przedstawiono w tabeli 6.6 i na rysunku 6.10. Podobnie jak w poprzednich symulacjach, wyniki od 6 do 82 cewki mają rozkład liniowy. Tylko w cewkach skrajnych mamy do czynienia z większym przyrostem temperatury punktu gorącego.

Tabela 6.6. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia DN1 - zaczepek GN-MAX [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
88	1509,894	1105,166	75,88
87	1493,265	992,253	74,07
86	1476,636	931,256	72,66
...
3	96,41	802,38	39,30
2	79,78	851,81	40,06
1	63,15	945,25	41,73



Rys. 6.10. Wynik symulacji rozkład temperatury w cewkach uzwojenia DN1 - zaczepek GN-MAX
[Oprac. własne]

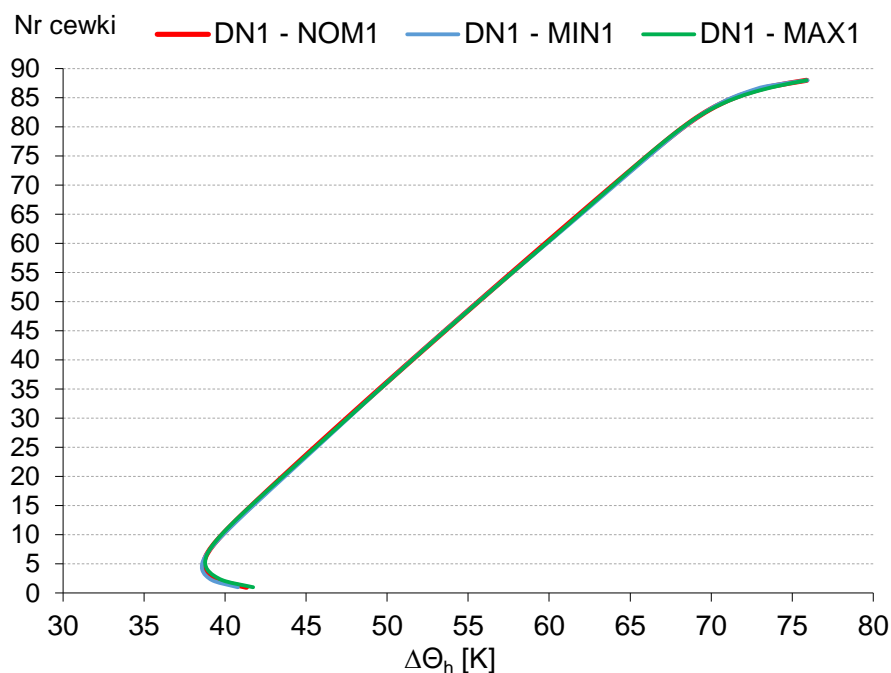
Porównanie obliczeniowych wartości przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia DN1 dla poszczególnych przypadków pracy uzwojenia GNR zestawiono w tabeli 6.7.

Tabela 6.7. Zestawienie maksymalnych przyrostów temperatur punktu gorącego uzwojenia DN1 zasymulowanych przy pracy transformatora na zaczepekach MIN,NOM,MAX [Oprac. własne]

Zaczepek pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia DN	88	88	88
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K]	75,95	75,90	75,88

Podczas pracy transformatora przy różnych nastawach podobciążeniowego przełącznika zaczepeków zmienia się prąd uzwojenia GN, natomiast prąd uzwojenia DN1 pozostaje stały. W związku z tym wartość przyrostu temperatury punktu gorącego dla uzwojenia DN1 jest we wszystkich przypadkach bardzo zbliżona. Zgodnie z przeprowadzoną symulacją obliczeniową najgorętsza jest zawsze ostatnia, najwyższa cewka uzwojenia nr 88. Wartość maksymalna przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia DN1 występuje podczas pracy transformatora na zaczepek MIN uzwojenia GNR. Wynosi ona wtedy 75,95K.

Na rysunku 6.11 sporządzono bezpośrednie porównanie wcześniej prezentowanych wykresów dla trzech wybranych zaczepeków regulacyjnych MIN,NOM,MAX. Dzięki temu możemy zauważyć, że charakterystyki pokrywają się na całej ich długości. Oznacza to, że na całej wysokości uzwojenia DN1 niezależnie od zaczepeku na którym pracuje uzwojenie regulacyjne GNR wartości przyrostów temperatur w poszczególnych cewkach są podobne. Jak wspomniano wcześniej decyduje o tym stała wartość prądu uzwojenia DN1 i niewielkie zmiany w rozkładzie strumienia rozproszenia kształtującego straty dodatkowe w uzwojeniach.



Rys. 6.11. Porównanie wyników symulacji rozkładu temperatury w cewkach uzwojenia DN1 dla ustawień przełącznika w pozycji MIN,MAX,NOM [Oprac. własne]

Na podstawie uzyskanych wyników symulacji cewka numer 88 została wytypowana do realizacji pomiaru bezpośredniego (instalacji czujnika optycznego).

6.3.2. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia DN2

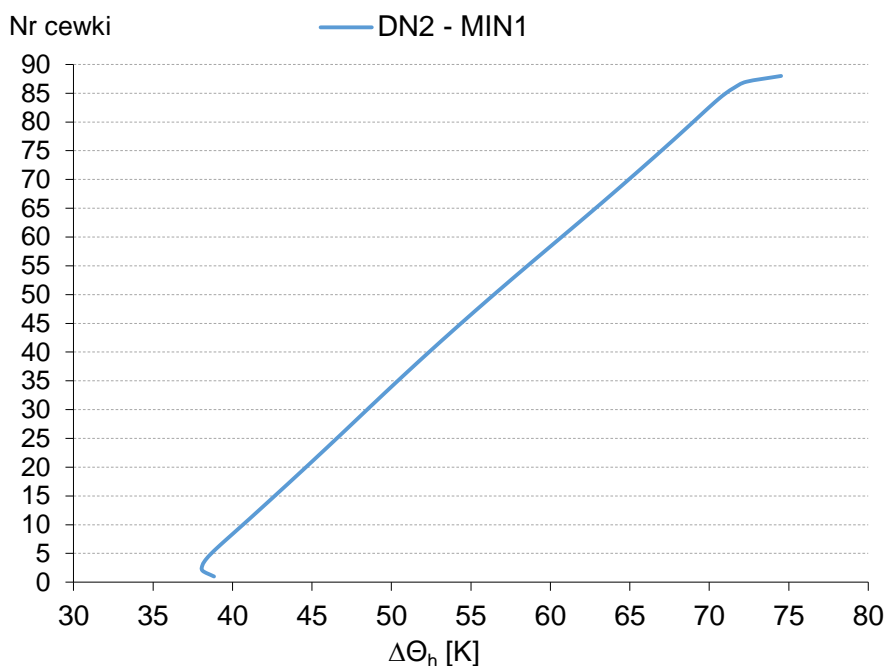
Uzwojenie DN2 stanowi drugą warstwę zwojów uzwojenia DN. Wykonane zostało tym samym przewodem co uzwojenie DN1. Posiada tą samą ilość zwoi oraz układ kanałów chłodzących. Podobnie jak w uzwojeniu DN1 przewód znajdujący się u dołu uzwojenia został oznaczony numerem 1 natomiast przewód górny numerem 88. Uzwojenia DN1 i DN2 są połączone szeregowo.

Tabela 6.8. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia DN2 - zaczepek GN-MIN [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
88	1509,89	926,85	74,52
87	1493,27	870,00	72,34
86	1476,64	850,12	71,59
...
3	96,41	732,58	38,11
2	79,78	746,97	38,12
1	63,15	792,81	38,84

W tabeli 6.8 przedstawiono wyniki obliczeń wykonane dla ustawienia przełącznika zaczepek w pozycji MIN. Ustawienie to odpowiada maksymalnemu prądowi płynącemu

w uzwojeniu GN i GNR. Podobnie jak dla uzwojenia DN1 w uzwojeniu DN2 najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego występuje w ostatniej, górnej cewce nr 88 i wynosi 74,52 K. Na wykresie rozkładu przyrostu temperatury uzwojenia DN2 (rys. 6.12) obserwujemy liniowy wzrost wartości w zakresie cewek 4÷85. Tylko dla trzech skrajnych cewek przyrost jest większy. Dla uzwojenia DN2 korzystniejszy jest rozkład strat dodatkowych w skrajnych cewkach uzwojenia. W efekcie przekłada się na niższe przyrosty temperatury w porównaniu z odpowiednimi cewkami uzwojenia DN1 w którym zjawisko to dotyczyło sześciu skrajnych cewek.



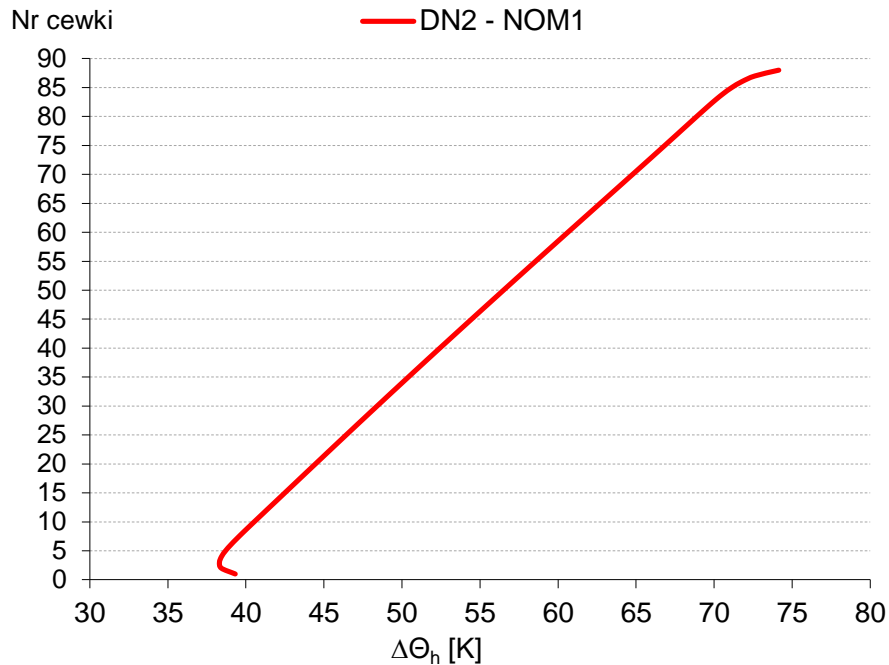
Rys. 6.12. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia DN2 - zaczep GN-MIN
[Oprac. własne]

Kolejny przypadek obliczeniowy dotyczy przypadku pracy transformatora na zacisku NOM przełącznika zaczepów. W obu uzwojeniach płyną prądy znamionowe, a uzwojenie GNR jest w całości wyłączone z obwodu prądowego. Wyniki przedstawiono w tabeli 6.9 i na rys. 6.13.

Tabela 6.9. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia DN2 - zaczep GN-NOM [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
88	1509,89	951,87	74,14
87	1493,27	885,87	72,62
86	1476,64	859,88	71,76
...
3	96,41	740,96	38,31
2	79,78	760,55	38,43
1	63,15	814,16	39,32

Najwyższa temperatura $\Delta\Theta_h$ dla tego przypadku obliczeniowego wystąpi w 88 cewce uzwojenia. W stosunku do poprzedniego przypadku obliczeniowego na zaczepe MIN jest ona jednak niższa o 0,38 K.

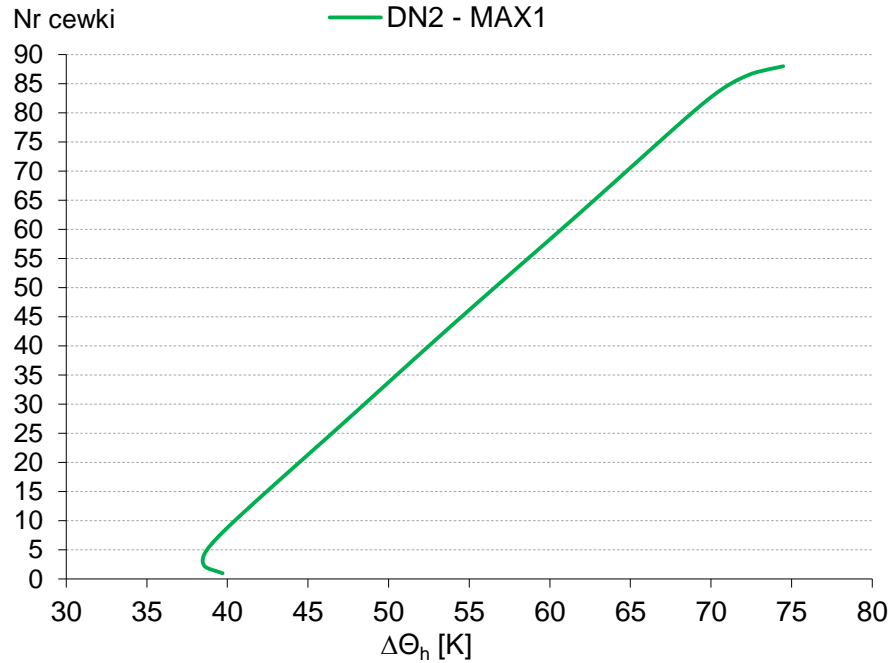


Rys. 6.13. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia DN2 - zaczepe GN-NOM [Oprac. własne]

Ostatni przypadek obliczeniowy dotyczy zaczepe MAX przełącznika zaczepepów dla którego wartość napięcia U_{GN} jest maksymalna i wynosi 138 000 V, natomiast prąd I_{GN} ma wartość minimalną 131,8 A. W układzie tym pracuje całe uzwojenie regulacyjne, ale napięcie odejmuje się od napięcia uzwojenia GN ponieważ uzwojenie GNP jest w tym przypadku włączone przeciwnie do napięcia GN. Wyniki obliczeń zawarto w tabeli 6.10 i na rys.6.14.

Tabela 6.10. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia DN2 - zaczepe GN-MAX [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
88	1509,89	971,91	74,48
87	1493,27	898,94	72,84
86	1476,64	868,15	71,91
...
3	96,41	748,05	38,47
2	79,78	771,74	38,68
1	63,15	831,27	39,70



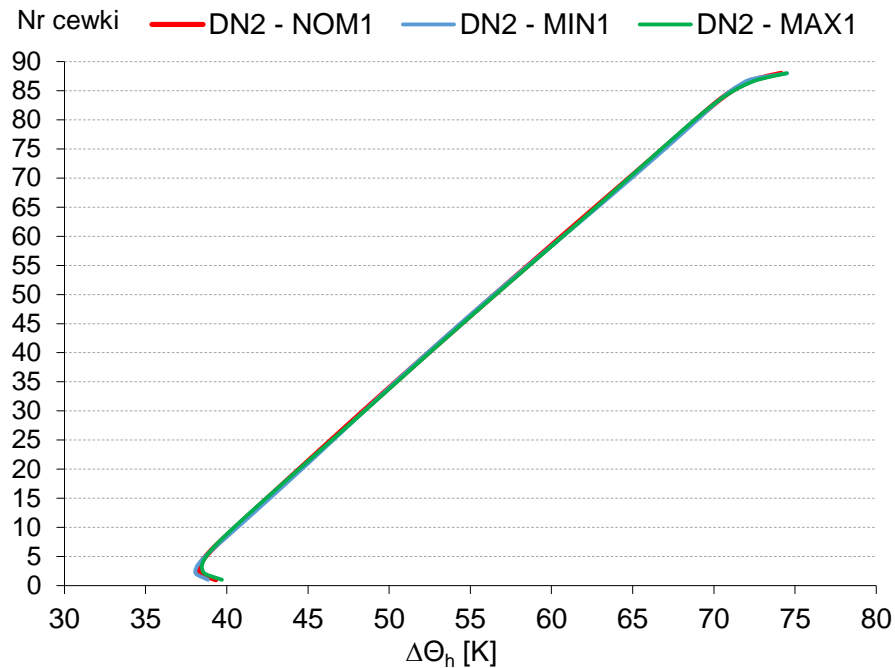
Rys. 6.14. Wynik symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia DN2 - zaczepek GN-MAX
[Oprac. własne]

Analogicznie jak w poprzednich wynikach symulacji, najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego następuje dla ostatniej 88 cewki uzwojenia DN2. Ta sama cewka miała najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego dla zacisku MIN i NOM. Porównanie obliczeniowych wartości przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia DN2 dla poszczególnych przypadków pracy uzwojenia GNR przedstawiono w tabeli 6.11.

Tabela 6.11. Zestawienie maksymalnych przyrostów temperatur punktu gorącego uzwojenia DN2 zasymulowanych dla pracy transformatora na zaczepek MIN,NOM,MAX [Oprac. własne]

Zaczepek pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia DN	88	88	88
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K]	74,52	74,14	74,48

Na podstawie przeprowadzonych analiz wyników symulacyjnych należy jednoznacznie stwierdzić, że otrzymano bardzo zbliżone wartości przyrostu temperatury cewek na każdym z obliczanych zaczepek regulacyjnych. Wartość maksymalna przyrostu temperatury punktu gorącego występuje w uzwojeniu DN2 podczas pracy transformatora na zaczepek MIN i wynosi 74,52 K. Różnice w uzyskanych obliczeniowo wartościach są relatywnie niewielkie, co może także potwierdzać wyraźną symetryczność i powtarzalność zaprojektowanych cewek.



Rys. 6.15. Porównanie wyników symulacji rozkładów temperatur w cewkach uzwojenia DN2 dla ustawień przełącznika w pozycji MIN,MAX,NOM [Oprac. własne]

Bezpośrednie porównanie sporządzonych wykresów pozwala zauważyć, że pokrywają się one dość wyraźnie (rys. 6.15). Na całej wysokości uzwojenia DN2 następuje zbieżność obliczonych temperatur, niezależnie od zaczepu na którym pracuje podobciążeniowy przełącznik zaczepów. O fakcie tym decyduje stała wartość prądu płynącego przez uzwojenie we wszystkich analizowanych przypadkach. Kolejny czynnik to niewielkie zmiany w rozkładzie strumienia rozproszenia kształtującego straty dodatkowe w uzwojeniach. Podobna sytuacja wystąpiła w przypadku uzwojenia DN1. To podobieństwo jest efektem szeregowego połączenia obu uzwojeń.

Bezpośrednie porównanie wyników obliczeń numerycznych dla uzwojeń DN1 i DN2 przedstawiono w tabeli 6.12. Na podstawie danych zawartych w poniższej tabeli można stwierdzić, że uzwojenie DN1 ma wyższy przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ od uzwojenia DN2. Główną przyczyną tego jest to, że jest to uzwojenie najbardziej wewnętrzne - położone najbliżej rdzenia. Tym samym spośród wszystkich uzwojeń transformatora ma najmniej korzystne warunki chłodzenia.

Tabela 6.12. Porównanie wyników symulacji przyrostu temperatury punktu gorącego dla uzwojenia DN1 i DN2

Ustawienie uzwojenia regulacyjnego	GNR-MIN	GNR-NOM	GNR-MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia DN	88	88	88
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K] dla uzwojenia DN1	75,95	75,90	75,88
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K] dla uzwojenia DN2	74,52	74,14	74,48

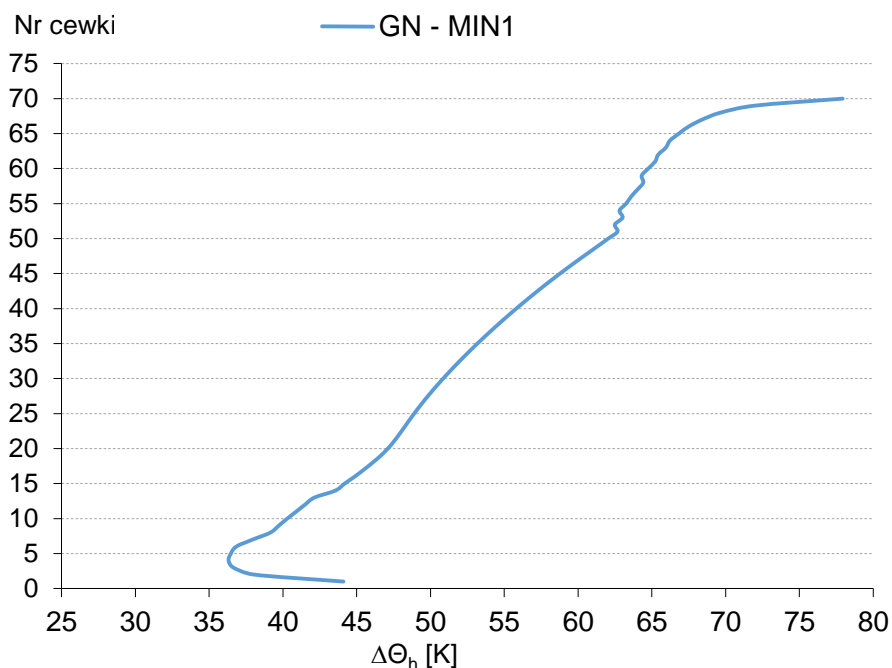
6.3.3. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia GN

Uzwojenie GN zostało wykonane jako cewkowe nawijane przewodem typu bliźniaczego z promieniowymi kanałami chłodzącymi (rys. 7.2, rozdział 7). Każda cewka ma dwa dodatkowe kanały osiowe intensyfikujące chłodzenie. Wymiary przewodów elementarnych to 2,38x15,10 mm. Przewód bliźniaczy w izolacji papierowej ma wymiary 6,04x16,28 mm. Gęstość prądu wynosi maksymalnie 2,52 A/mm². Na wysokości uzwojenia wykonano 70 cewek. Cewka dolna oznaczona została nr 1 natomiast najwyższa górna nr 70.

Pierwszy przypadek obliczenia przyrostów temperatury punktów gorących w cewkach uzwojenia GN wykonany został dla zacze pu MIN przełącznika zacze pów (Tabela 6.13).

Tabela 6.13. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia GN zacze p MIN [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma [mm]	Gęstość strumienia cieplnego [W/m ²]	$\Delta\Theta_h$ [K]
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
70	1488,60	1138,74	77,93
69	1467,83	884,80	72,00
68	1445,22	787,50	69,66
67	1424,46	748,30	68,41
...
36	789,54	675,44	53,68
35	769,70	674,13	53,18
34	749,86	673,30	52,69
...
4	147,27	649,75	36,32
3	126,50	681,64	36,65
2	104,82	759,61	38,03
1	84,05	973,17	44,10



Rys. 6.16. Wyniki symulacji rozkład temperatur w cewkach uzwojenia GN - zacze p MIN [Oprac. własne]

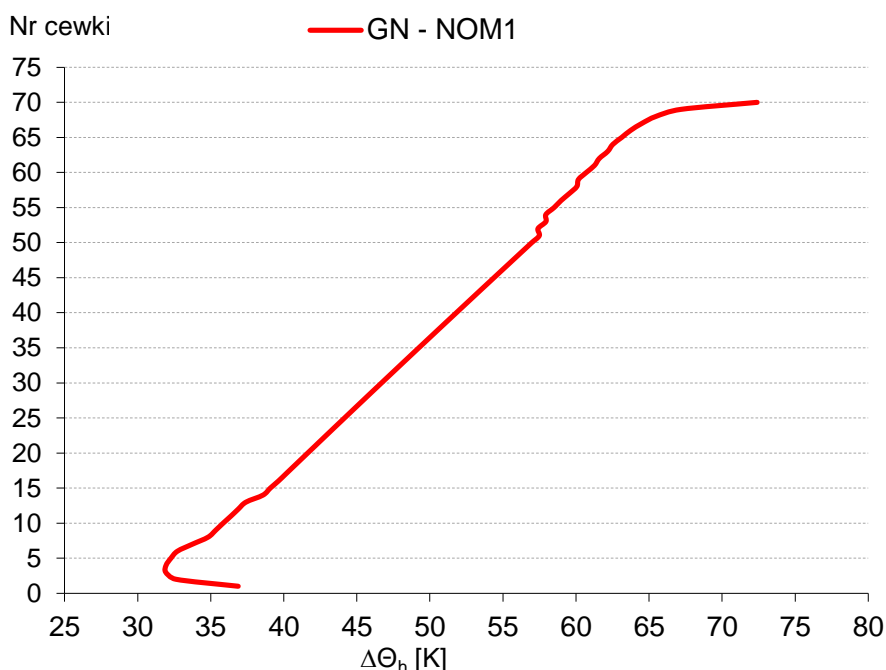
Wyniki obliczeń zostały zaprezentowane w postaci wykresu przedstawiającego przyrosty temperatury punktu gorącego na całej wysokości uzwojenia w poszczególnych cewkach (rys. 6.16). Otrzymana krzywa nie jest tak regularna jak w przypadku uzwojeń DN. Temperatura w ostatniej cewce górnej i dolnej rośnie wyraźnie szybciej. Pomiedzy dwoma ostatnimi górnymi cewkami jest to wzrost o 6 K.

Kolejny przypadek obliczeniowy dotyczył przypadku pracy transformatora na zacisku nominalnym przełącznika zacsepów (NOM). W uzwojeniu płynie prąd znamionowy $I_{NGN} = 151,55$ A, natomiast uzwojenie GNR jest w całości wyłączzone z obwodu prądowego. Wyniki przedstawiono w tabeli 6.14 i na rysunku 6.17.

Tabela 6.14. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia GN zacsep NOM [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
70	1488,60	785,85	72,40
69	1467,83	627,85	67,18
68	1445,22	572,00	65,47
...
3	126,50	494,70	31,92
2	104,82	538,98	32,61
1	84,05	671,52	36,88

Dla zacsep NOM w ostatniej najgorętszej cewce nr 70 otrzymujemy wartość przyrost temperatury punktu gorącego 72,40 K i jest to wartość niższa o 5,53 K od uzyskanej w tej cewce dla zacsep MIN.



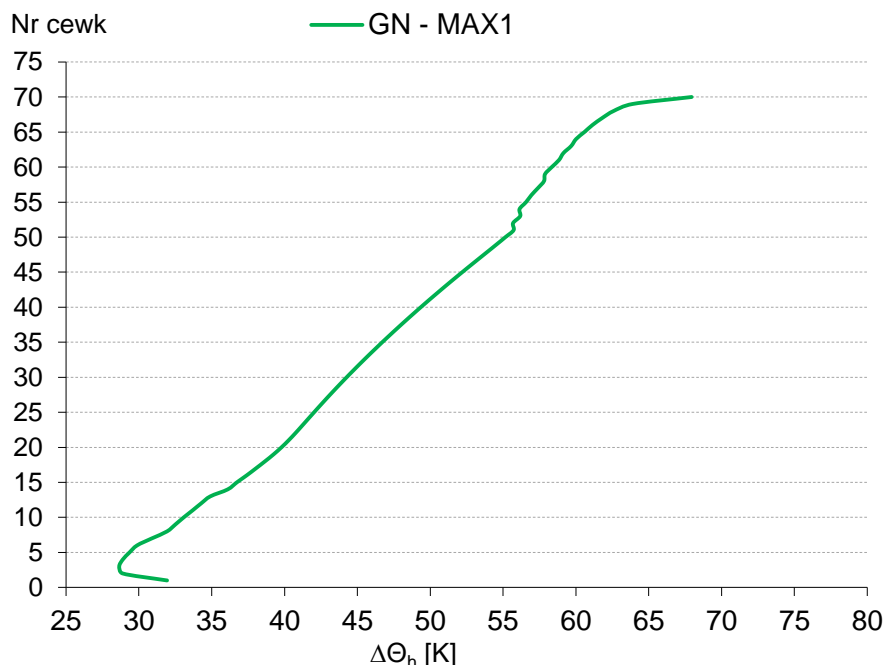
Rys. 6.17. Wyniki symulacji rozkład temperatur w cewkach uzwojenia GN - zacsep NOM [Oprac. własne]

Następny rozpatrywany przypadek obliczeniowy dotyczył zaczepek MAX przełącznika. Dla tego zaczepek wartość napięcia U_{GN} jest maksymalna, natomiast prąd I_{GN} ma wartość minimalną która wynosi 131,8 A. W układzie tym włączone jest całe uzwojenie regulacyjne, wyindukowane na nim napięcie dodaje się od napięcia GN. Wyniki przedstawiono w tabeli 6.15 i na rys. 6.18.

Tabela 6.15. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia GN zaczepek MAX [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
70	1488,60	571,20	67,95
69	1467,83	469,69	63,89
68	1445,22	437,30	62,59
...
3	126,50	377,92	28,65
2	104,82	403,19	28,89
1	84,05	488,06	31,94

Uzyskany obliczeniowo przyrost temperatury punktu gorącego ma wartość najniższą z wszystkich trzech przypadków obliczeniowych. Dla najgorętszej cewki numer 70 uzyskano wartość 67,95 K.



Rys. 6.18. Wyniki symulacji rozkład temperatur w cewkach uzwojenia GN - zaczepek MAX [Oprac. własne]

Porównanie obliczeniowych wartości przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia GN dla poszczególnych przypadków pracy dla wybranych ustawień podobieżeniowego przełącznika zaczepek przedstawiono w tabeli 6.16.

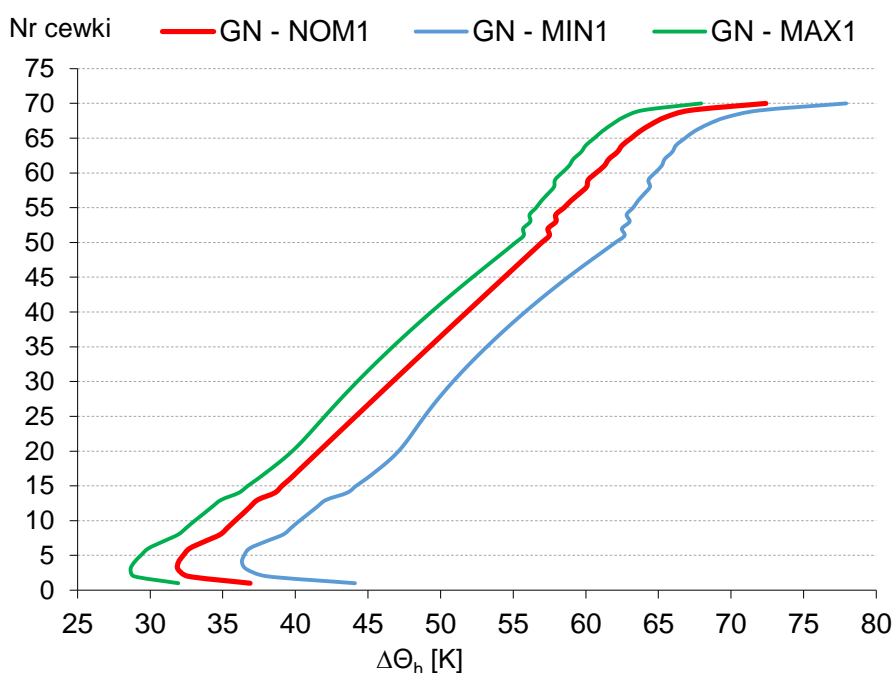
Tabela 6.16. Zestawienie maksymalnych przyrostów temperatur punktu gorącego uzwojenia GN dla pracy transformatora na zaczepekach MIN,NOM,MAX [Oprac. własne]

Zaczepek pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia GN	70	70	70
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K]	77,93	72,40	67,95

Z przedstawionego zestawienia wynika, że najwyższa temperatura punktu gorącego w cewce powinna wystąpić w uzwojeniu GN podczas pracy na zaczepekach MIN, wtedy prąd płynący w uzwojeniu jest najwyższy. W ostatniej, górnej cewce nr 70 temperatura punktu gorącego wynosi 77,93 K.

W poszczególnych przypadkach pracy uzwojenia GNR występują znaczne różnice w przyroście temperatury najgorętszej cewki nr 70 uzwojenia GN. Jest to efektem zmiany gęstości prądu w wyniku wyłączania zwoi regulacyjnych. Różnica temperatury dla tej cewki w skrajnych przypadkach MIN i MAX wynosi nawet ok. 10 K. Oznacza to, że izolacja papierowo-olejowa uzwojenia GN w trakcie normalnej pracy badanego transformatora będzie w różnym stopniu narażona na oddziaływanie odmiennych czynników termicznych.

W związku z tym, że cewka nr 70 we wszystkich obliczonych przypadkach miała najwyższy obliczony przyrost temperatury punktu gorącego, została ona wytypowana do pomiaru bezpośredniego z użyciem światłowodowego czujnika optycznego.



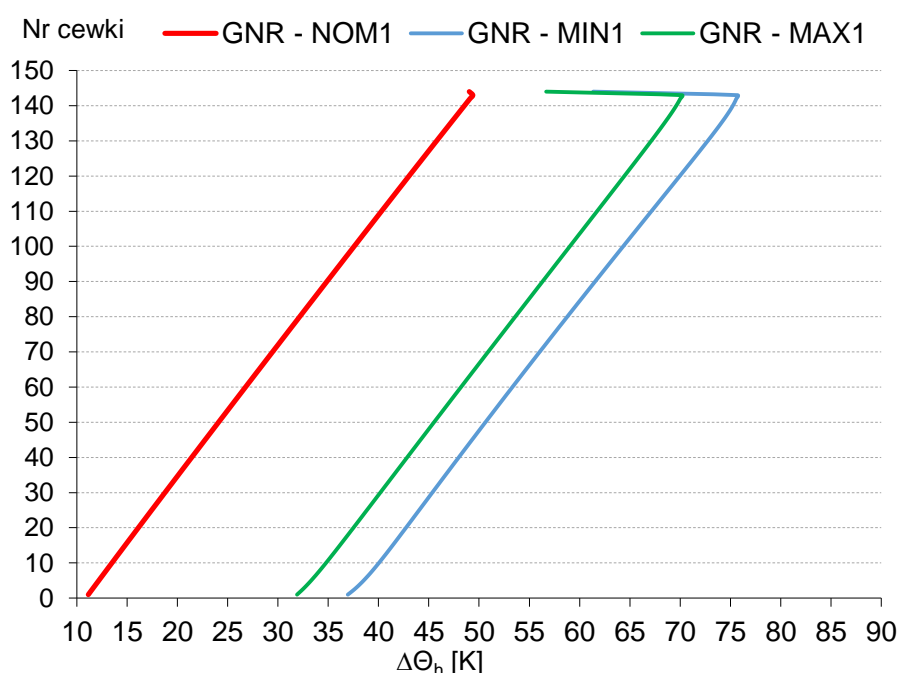
Rys. 6.19. Rozkład temperatur w cewkach uzwojenia GN - porównanie na zaczepekach MIN,MAX,NOM [Oprac. własne]

Zbiorcze porównanie wyników uzyskanych z obliczeń numerycznych przedstawiono na rys. 6.19. Wykres pozwala zauważyć różnice w temperaturach poszczególnych cewek na całej wysokości uzwojenia. W przedziale od 15 cewki do 50 cewki przebieg wykresu ma charakter

względnie liniowy. Natomiast w pozostałym przedziale jest zmienny, a w strefie ostatnich, tj. górnych i dolnych cewek, temperatura punktu gorącego wyraźnie wzrasta. Znaczenie ma w tym przypadku obecność uzwojenia regulacyjnego, które również wpływa na kształt linii pola elektrycznego. W ostatnich skrajnych cewkach uzwojenia GN wzrastają straty dodatkowe, przekładające się na bezpośredni wzrost temperatur punktów gorących wyznaczonych dla poszczególnych cewek.

6.3.4. Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury uzwojenia GNR

Uzwojenie GNR to ostatnie zewnętrzne uzwojenie na kolumnie rdzenia. Jest szeregowo połączone z uzwojeniem GN. Poprzez podobciążeniowy przełącznik zaczełów zmienia się ilość pracujących zwojów uzwojenia GNR. Aby zapewnić regulację napięcia w ± 12 stopniach, uzwojenie nawinięto 12 przewodami równoległymi. Taką grupą przewodów nawinięto 12 zwojów. W zależności od nastawy położenia wybieraka przełącznika, włączana jest określona ilość zwojów (od 0 do 144). W przypadku kiedy napięcie uzwojenia regulacyjnego ma być odejmowane, zmieniacz przełącznika zaczełów dokonuje przełączenia i uzwojenie GNR pracuje odwrotnie. Przewód nawojowy jest przewodem bliźniaczym, czyli złożonym z dwóch przewodów elementarnych o wymiarach 2,24x15,1 mm. Oba przewody są wspólnie zaizolowane papierem. Najwyższa gęstość prądu w uzwojeniu występuje na zaczeple MIN i wynosi 2,68 A/mm².



Rys. 6.20. Rozkład temperatur w cewkach uzwojenia GNR - zaczeple MIN, MAX, NOM [Oprac. własne]

Wyniki symulacji obliczeniowych wykazały najwyższy przyrost temperatury dla zaczeple MIN wynoszący 75,71 K w 143 zwoju cewki uzwojenia GNR. W ostatnim 144 zwoju następuje spadek przyrostu temperatury w stosunku do poprzedniej cewki o 14,36 K. Zestawienie wyników obliczeń dla zewnętrznych górnych i dolnych cewek uzwojenia autor przedstawił w tabeli 6.17.

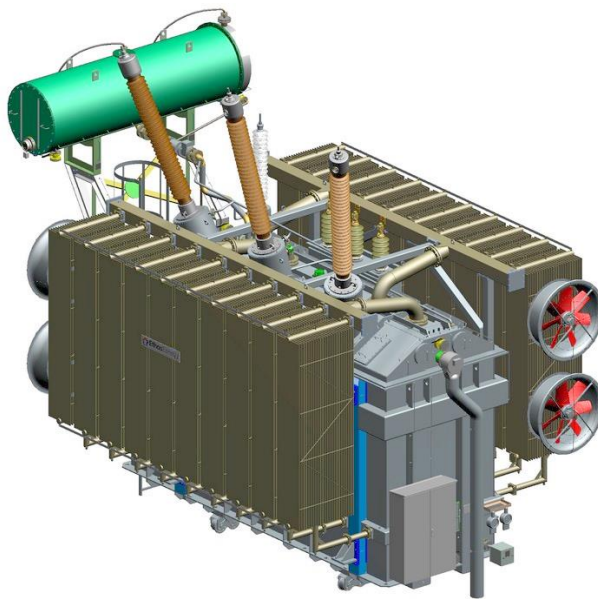
Tabela 6.17. Wyniki obliczeń temperatury punktu gorącego cewek uzwojenia GNR [Oprac. własne]

Nr cewki	Zaczep MIN	Zaczep NOM	Zaczep MAX
-	$\Delta\Theta_h$ [K]	$\Delta\Theta_h$ [K]	$\Delta\Theta_h$ [K]
144	61,35	49,03	56,68
143	75,71	49,38	70,19
142	75,59	49,10	70,02
141	75,43	48,82	69,82
...
3	37,80	11,66	32,64
2	37,39	11,40	32,28
1	36,94	11,14	31,90

Należy zauważyć, że uzwojenie GNR jest obciążane w różnym stopniu w zależności od nastaw podobciążeniowego przełącznika zaczeów. Dlatego w poszczególnych przypadkach obliczeniowych obserwujemy znaczne różnice w przyroście temperatury każdej z cewek.

6.4. Konstrukcja i dane techniczne transformatora o mocy 120MVA

Drugą wybraną przez autora do badań jednostką był transformator blokowy typu TONRLa 120 000/225. Celem wykonanych badań było przeprowadzenie procedury obliczeń cieplnych uzwojeń i zastosowanie zmodyfikowanego rozmieszczenia czujników optycznych w stosunku do wariantu zastosowanego w transformatorze TONRLc 31500/120. Analizowana jednostka została wyprodukowana przez EthosEnergy Poland S.A. w 2017 roku. W urządzeniu zastosowano radiatorowy układ chłodzenia wspomagany wentylatorami. Do jego wykonania użyto dwadzieścia szeroko panelowych radiatorów umieszczonych na podłużnych bokach kadzi. Na każdej z sekcji zainstalowano po dwa wentylatory o średnicy 100 cm (rys. 6.21). Podstawowe dane znamionowe omawianego transformatora zawarto w tabeli 6.18.

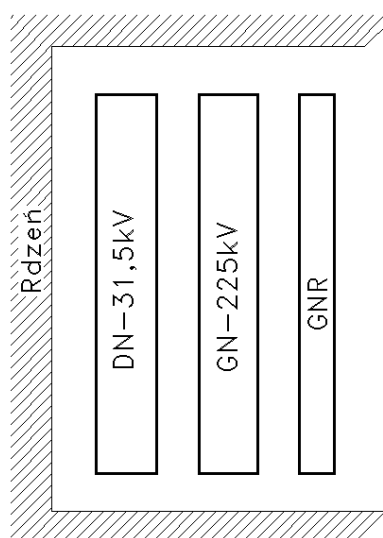


Rys. 6.21. Wizualizacja transformatora TONRLa 120 000/225 [Źródło: EthosEnergy Poland S.A.]

Tabela 6.18. Dane znamionowe transformatora TONRLa 120 000 / 225 [Oprac. własne]

Nr fabryczny	160125
Rok budowy	2017
Moc znamionowa	120 MVA
Częstotliwość	50 Hz
Napięcie uzwojenia GN	225 000V $\pm 12,5\%$ (± 12 st.)
Prąd uzwojenia GN (+/0/-)	351,91 – 307,92 – 273,71 A
Napięcie uzwojenia DN	31 500V
Prąd uzwojenia DN	2199,4 A
Układ i grupa połączeń	YNd11
Napięcie zwarcia	18,18%
Rodzaj pracy	C
Chłodzenie	ON-AF

Transformator posiada rdzeń trójkolumnowy. Na wszystkich kolumnach osadzone zostały uzwojenia. Komplet uzwojeń na jednej kolumnie zawiera kolejno od rdzenia: uzwojenie dolnego napięcia (DN), górnego napięcia (GN) oraz uzwojenie regulacyjne strony górnego napięcia (GNR) (rys. 6.22).



Rys. 6.22. Schemat układu uzwojeń transformatora TONRLa 120 000 / 225 [Oprac. własne]

Uzwojenie GN o napięciu 225 kV zostało nawinięte jako cewkowe z kanałami chłodzącymi i pierścieniami ekranującymi na jego krawędziach. Uzwojenie DN o napięciu 31,5 kV nawinięte zostało także jako cewkowe z kanałami chłodzącymi pomiędzy zwojami. Na jego krawędziach również zastosowano pierścień ekranujący. Uzwojenie regulacyjne GNR zostało wykonane jako wydzielone uzwojenie śrubowe z odczepami wyprowadzonymi do podobciążeniowego przełącznika zaczepek. Regulacja przełącznikiem umożliwia zmianę napięcia GN-225kV w zakresie $\pm 12,5\%$ w ± 12 stopniach regulacyjnych.

Obliczenia i pomiar strat transformatora został przeprowadzony dla nastaw przełącznika na zaczepek skrajnych, czyli dla minimalnej (poz. 25 - MIN), maksymalnej (poz. 1 - MAX)

oraz nominalnej (poz. 13 - NOM) wartości napięcia uzwojenia GN. Próba cieplna jednostki została przeprowadzona dla wartości maksymalnej strat, czyli na zaczepek (MIN).

Tabela 6.19. Tabela napięć i prądów transformatora TONRLa 120 000/225 [Oprac. własne]

Pozycja przełącznika	Napięcie GN [V]	Prąd GN [A]	Napięcie DN [V]	Prąd DN [A]
1 - MAX	253125	273,7	31500	2199,4
2	250781	276,3		
3	248438	278,9		
4	246094	281,5		
5	243750	284,2		
6	241406	287,0		
7	239063	289,8		
8	236719	292,7		
9	234375	295,6		
10	232031	298,6		
11	229688	301,6		
12	227344	304,7		
13 - NOM	225000	307,9		
14	222656	311,2		
15	220313	314,5		
16	217969	317,9		
17	215625	321,3		
18	213281	324,8		
19	210938	328,4		
20	208594	332,1		
21	206250	335,9		
22	203906	339,8		
23	201563	343,7		
24	199219	347,8		
25 - MIN	196875	351,9		

Na zaczepek 25 wartość prądu w uzwojeniu GN jest największa, podobnie jak i wartość strat obciążeniowych $\Delta P_{cu}=536,3$ kW. W związku z tym, że straty jałowe $\Delta P_0=45,1$ kW pochodzące od rdzenia pozostają stałe na wszystkich zaczepek regulacyjnych jest to konfiguracja, w której generowane są najwyższe sumaryczne straty $\Delta P=618,4$ kW, a zjawiska cieplne podobnie jak w przypadku pierwszego transformatora są najintensywniejsze. Wartości strat obliczonych na poszczególnych zaczepek transformatora przedstawiono w tabeli 6.20.

Tabela 6.20. Wartości strat obliczonych na zaczepek transformatora TONRLa 120 000/225 [Oprac. własne]

Zaczepek przełącznika	MIN	NOM	MAX
Straty w uzwojeniach	536,3	430,8	413,1
Straty w konstrukcji [kW]	37,0	45,4	63,6
Razem straty obciążeniowe ΔP_{cu} [kW]	573,3	476,2	476,7
Straty jałowe ΔP_0 [kW]	45,1	45,1	45,1
Straty sumaryczne transformatora ΔP [kW]	618,4	521,3	521,8

Transformator podlegał pełnym próbom fabrycznym. Wykonano próby typu oraz wybrane próby specjalne zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 60076-1.

6.5. Wyniki symulacji numerycznych wyznaczone dla transformatora 120MVA

W celu dokonania prawidłowego wyboru punktów instalacji światłowodowych czujników optycznych w uzwojeniach transformatora TONRLa 120 000/225 przeprowadzono obliczenia cieplne uzwojeń z wykorzystaniem pakietu obliczeniowego SAPR TON. Obliczenia przeprowadzono dla wszystkich uzwojeń dla trzech ustawień przełącznika zacze­pów, na zacze­pach skrajnych (MIN, MAX) i wartości środkowej, czyli nominalnej (NOM) napięcia górnego. Wyniki zostały zaprezentowane w postaci wykresów na rys. 6.23 - 6.31. Konfiguracja obliczeniowa uwzględnia radiatorowy układ chłodzenia wspomagany wentylatorami – ON-AF.

6.5.1. Wyniki obliczeń symulacyjnych przyrostów temperatur uzwojenia DN

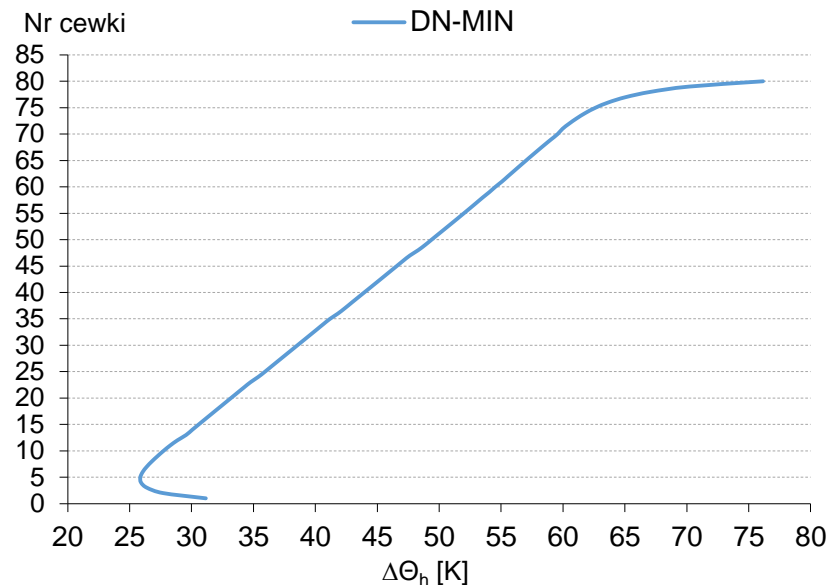
Uzwojenie DN zostało wykonane jako jednowarstwowe typu cewkowego z kanałami dystansowymi pomiędzy poszczególnymi cewkami. Kanały poprawiają warunki chłodzenia poszczególnych cewek. W każdej z cewek wykonane zostały po niepełne trzy zwoje, pomiędzy nimi umieszczono dodatkowe kanały promieniowe. Dzięki temu uzyskano możliwość chłodzenia większej powierzchni przewodów. Uzwojenie posiada 80 cewek. Przewód nawojowy z ciągłą transpozycją żyły posiada przewody elementarne w izolacji lakierowej. Wartość prądu w uzwojeniu DN jest niezmienna i wynosi 2199,4 A, a gęstość prądu $j=3,52$ A/mm².

Wyniki obliczeń cieplnych w trzech skrajnych górnych oraz dolnych cewkach uzwojenia analizowanego transformatora typu TONRLa 120 000/225 przedstawiono w tabeli 6.21.

Tabela 6.21. Wyniki obliczeń cieplnych uzwojenia DN - zacze­p GNR-MIN [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
80	2067,61	1938,95	77,74
79	2043,35	1710,91	71,32
78	2019,10	1516,08	67,86
...
3	183,15	1212,84	27,13
2	158,89	1380,91	28,76
1	134,64	1745,24	32,70

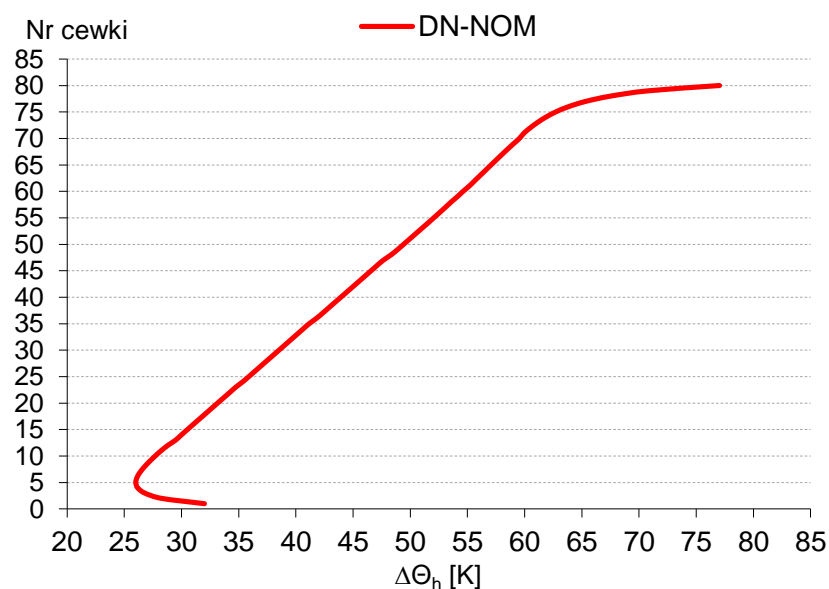
W efekcie przeprowadzonych obliczeń autor ustalił, że w cewce nr 1 u dołu uzwojenia, wystąpi zwiększona wartość przyrostu temperatury punktu gorącego cewki w stosunku do cewki sąsiedniej (rys. 6.23). Fakt ten wynika ze zwiększonej wartości strat dodatkowych od strumienia rozproszenia. Podobny wzrost wartości temperatury uzyskano dla ostatniej górnej cewki uzwojenia nr 80. Jest to cewka, w której temperatura punktu gorącego jest najwyższa.



Rys. 6.23. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia DN - zaczepek GNR-MIN [Oprac. własne]

Tabela 6.22. Wyniki obliczeń skrajnych uzwojenia DN – zaczepek GNR-NOM [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma [mm]	Gęstość strumienia cieplnego [W/m ²]	ΔΘ _h [K]
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
80	2067,61	1874,58	77,04
79	2043,35	1606,63	70,82
78	2019,10	1495,79	67,51
...
3	183,15	1186,75	26,80
2	158,89	1341,94	28,27
1	134,64	1687,01	32,01



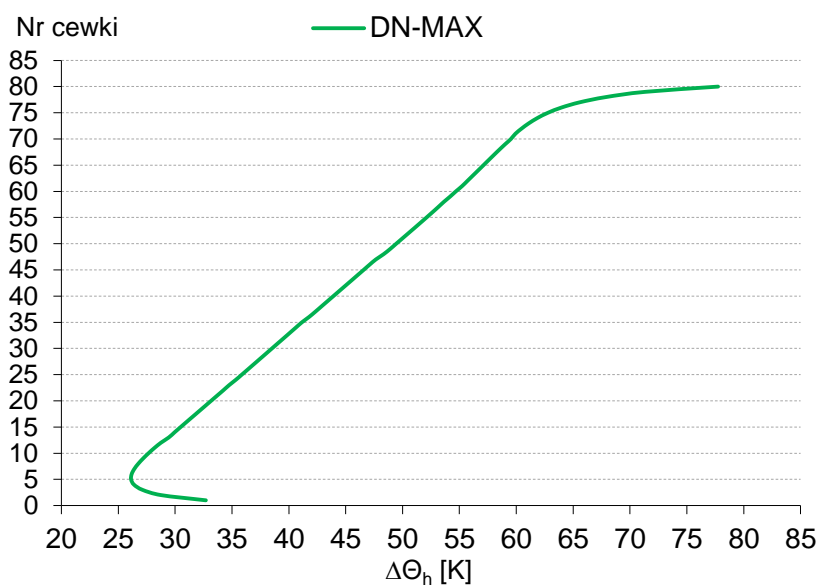
Rys. 6.24. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia DN - zaczepek GN-NOM [Oprac. własne]

Wyniki obliczeń uzyskane dla zaczeptu NOM uzwojenia GNR przedstawiono w tabeli 6.22 i na rys. 6.24.

Ostatni przypadek obliczeniowy dotyczy zaczeptu MAX przełącznika zaczeptów dla którego wartość napięcia U_{GN} jest maksymalna i wynosi 253125 V, natomiast prąd I_{GN} ma wartość minimalną równą 273,7 A . Wyniki przedstawiono w tabeli 6.23 i na rys. 6.25.

Tabela 6.23. Wyniki obliczeń skrajnych uzwojenia DN – zaczept GNR-MAX [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma [mm]	Gęstość strumienia cieplnego [W/m ²]	$\Delta\Theta_h$ [K]
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
80	2067,61	1798,63	76,16
79	2043,35	1612,20	70,19
78	2019,10	1418,89	67,08
...
3	183,15	1155,41	26,40
2	158,89	1294,67	27,68
1	134,64	1615,49	31,15



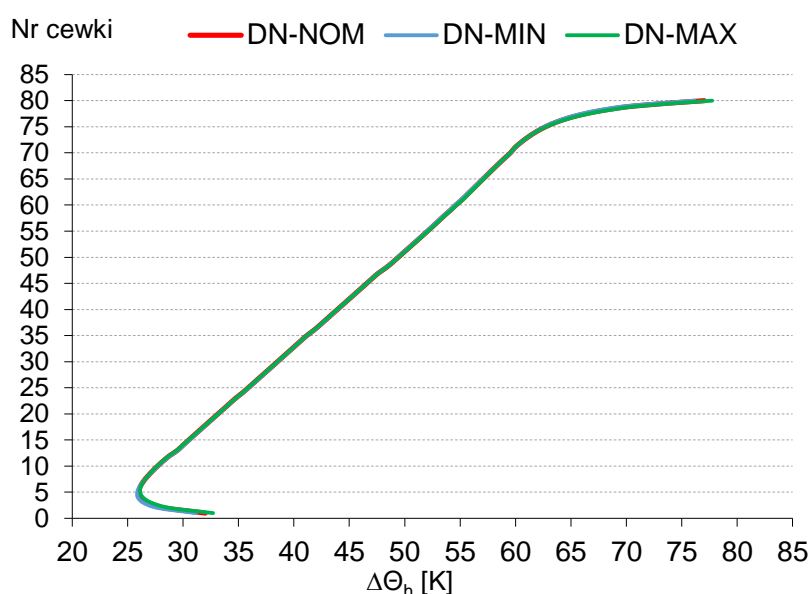
Rys. 6.25. Wyniki symulacji rozkład temperatur w cewkach uzwojenia DN - zaczept GN-MAX [Oprac. własne]

Porównanie obliczeniowych wartości przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia dla trzech wybranych przypadków pracy uzwojenia GNR zawiera tabela 6.24.

Tabela 6.24. Zestawienie maksymalnych przyrostów temperatur punktu gorącego uzwojenia DN dla pracy transformatora na zaczeptach MIN, NOM, MAX [Oprac. własne]

Zaczept pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia DN	80	80	80
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_{ho}$ [K]	77,74	77,04	76,16

Z przedstawionego w tabeli 6.24 zestawienia wynika, że przy niezmiennym prądzie uzwojenia DN wartość przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia DN jest we wszystkich przypadkach bardzo zbliżona i zlokalizowana w ostatnim górnym przewodzie uzwojenia. Zmiany prądu w uzwojeniach GN i GNR podczas pracy na różnych odczepach regulacyjnych nie wpływają w praktyce na temperatury uzwojenia DN. Wartość maksymalna temperatury występuje podczas pracy transformatora na zaczeple MIN w 80-tej cewce uzwojenia DN i wynosi 77,74 K. Bezpośrednie porównanie wykresów pozwala stwierdzić, że ich przebiegi pokrywają się, a zbieżność temperatur w poszczególnych cewkach uzwojenia następuje na całej wysokości uzwojenia (rys. 6.26). Na podstawie uzyskanych wyników symulacji cewka numer 80 została wytypowana do pomiaru bezpośredniego (do lokalizacji montażu czujników optycznych).



Rys. 6.26. Porównanie wyników symulacji rozkład temperatur w cewkach uzwojenia DN - dla zaczepli MIN, NOM i MAX [Oprac. własne]

6.5.2. Wyniki obliczeń symulacyjnych przyrostów temperatur uzwojenia GN

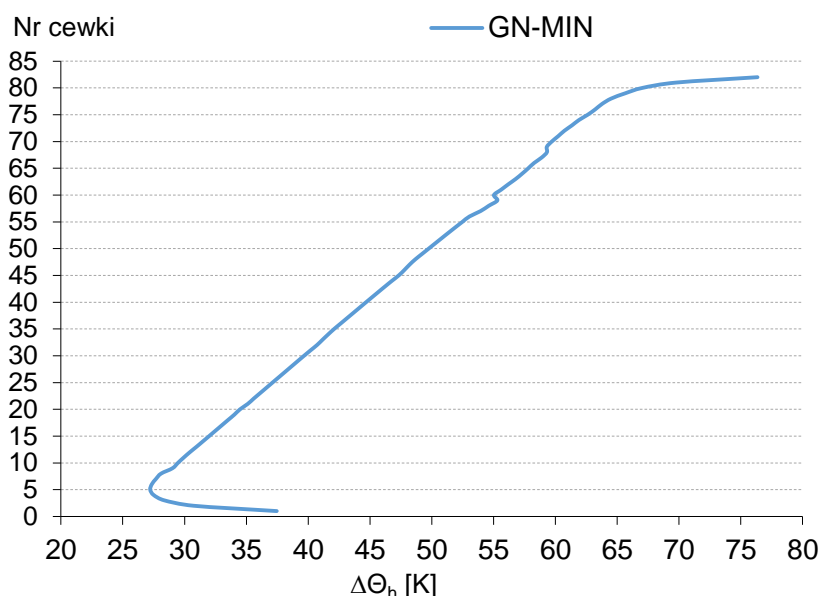
Uzwojenie GN zostało wykonane jako cewkowe nawijane przewodem typu czwórnik, stanowiący cztery lakierowane przewody elementarne we wspólnej izolacji papierowej (rys. 7.11, rozdział 7). Między cewkami umieszczono wstawki dystansowe tworzące kanały chłodzące. Każda cewka ma wewnątrz dwa dodatkowe kanały promieniowe intensyfikujące chłodzenie wewnętrzne cewki. Wymiary przewodów elementarnych to 1,5x16,65 mm. Gęstość prądu wynosi od 2,76 A/mm² do 3,55 A/mm² i uzależniona jest od zaczeplu regulacyjnego na którym pracuje transformator. Na wysokości uzwojenia wykonano 82 cewki.

Pierwszy przypadek obliczeń numerycznych przyrostów temperatur punktu gorącego w poszczególnych cewkach uzwojenia GN wykonany został dla zaczeplu MIN przełącznika zaczepli. Wyniki obliczeń dla trzech cewek skrajnych dolnych i górnych przedstawiono w tabeli 6.25. Zgodnie z wynikami symulacji najwyższy przyrost temperatury powinna osiągnąć cewka numer 82.

Tabela 6.25. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia GN zaczepek MIN [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma [mm]	Gęstość strumienia cieplnego [W/m ²]	$\Delta\Theta_h$ [K]
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
82	2025,21	1921,99	76,35
81	2001,03	1431,56	69,77
80	1971,75	1274,10	67,03
...
3	205,78	1135,46	28,37
2	181,14	1327,95	30,72
1	158,35	1829,41	37,46

Na rys. 6.27 przedstawiono przyrosty temperatury punktu gorącego w poszczególnych cewkach na całej wysokości uzwojenia.



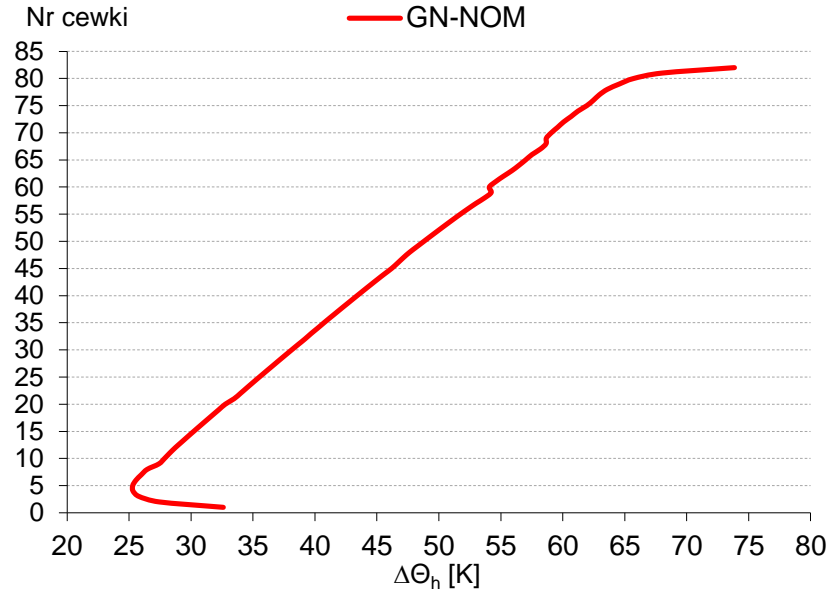
Rys. 6.27. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojeniu GN zaczepek MIN [Oprac. własne]

Kolejny przypadek obliczeniowy dotyczy przypadku pracy transformatora na zacisku nominalnym przełącznika zaczepek (NOM). W uzwojeniu płynie prąd znamionowy $I_{NGN}=307,92$ A, natomiast uzwojenie GNR jest w całości wyłączone z obwodu prądowego. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 6.26 i na rys. 6.28.

Tabela 6.26. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia GN zaczepek NOM [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma [mm]	Gęstość strumienia cieplnego [W/m ²]	$\Delta\Theta_h$ [K]
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
82	2025,21	1524,10	73,85
81	2001,03	1156,24	68,01
80	1971,75	1045,14	65,72
...
3	205,78	919,35	25,80
2	181,14	1057,84	27,43
1	158,35	1433,97	32,61

Podobnie jak dla poprzednio badanego zaczeput najwyższy przyrost temperatury obliczono dla cewki numer 82 i wyniesie 73,85 K.

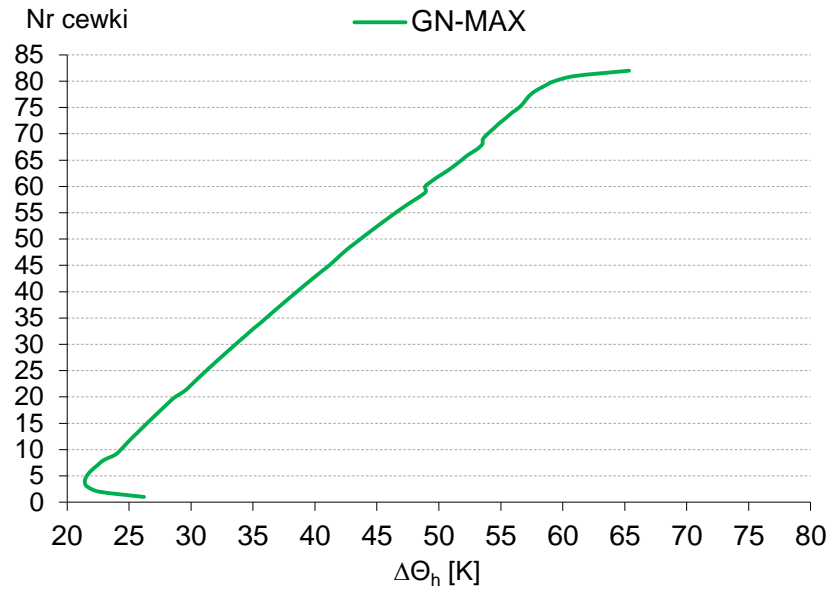


Rys. 6.28. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojeniu GN zaczeput NOM [Oprac. własne]

Trzeci przypadek obliczeniowy dotyczy ustawienia zaczeput przełącznika na pozycji MAX. Wartość napięcia U_{GN} dla tego zaczeput jest maksymalna. W układzie tym włączone jest całe uzwojenie regulacyjne, a indukowane na nim napięcie dodaje się od napięcia GN. Natomiast prąd I_{GN} ma wartość minimalną 273,71 A.

Tabela 6.27. Wyniki obliczeń wybranych cewek uzwojenia GN zaczeput MAX [Oprac. własne]

Nr cewki	Odległość środka cewki do dolnego jarzma	Gęstość strumienia cieplnego	$\Delta\Theta_h$
-	[mm]	[W/m ²]	[K]
82	2025,21	1119,78	65,35
81	2001,03	865,39	61,02
80	1971,75	794,38	59,32
...
3	205,78	689,74	21,60
2	181,14	781,02	22,58
1	158,35	1041,17	26,21

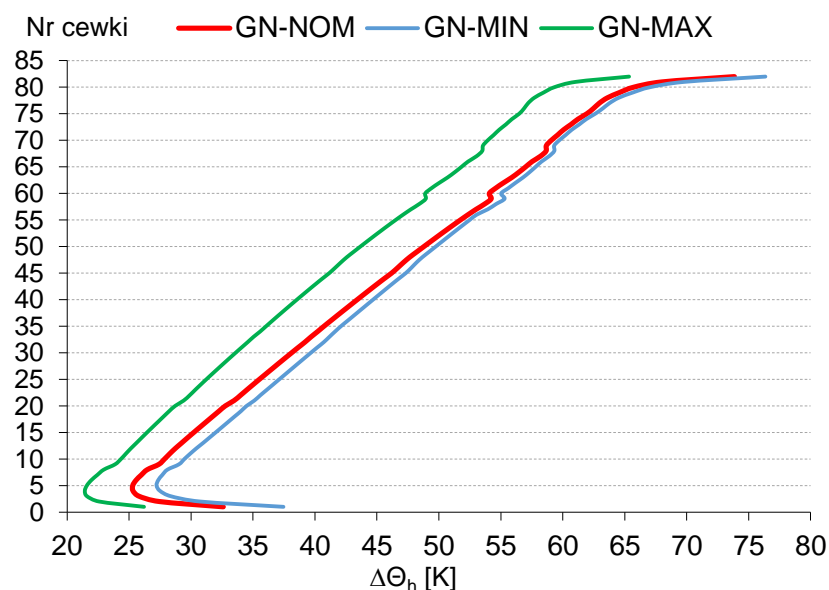


Rys. 6.29. Wyniki symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojeniu GN zacsep MAX [Oprac. własne]

Porównanie obliczeniowych wartości przyrostu temperatury punktu gorącego uzwojenia GN dla poszczególnych przypadków pracy przy wybranych ustawieniach podobciążeniowego przełącznika zacsepów przedstawiono w tabeli 6.28.

Tabela 6.28. Zestawienie maksymalnych przyrostów temperatur punktu gorącego uzwojenia GN dla pracy transformatora na zacsepach MIN,NOM,MAX [Oprac. własne]

Zacsep pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia GN	82	82	82
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\theta_{ho}$ [K]	76,35	73,85	65,35

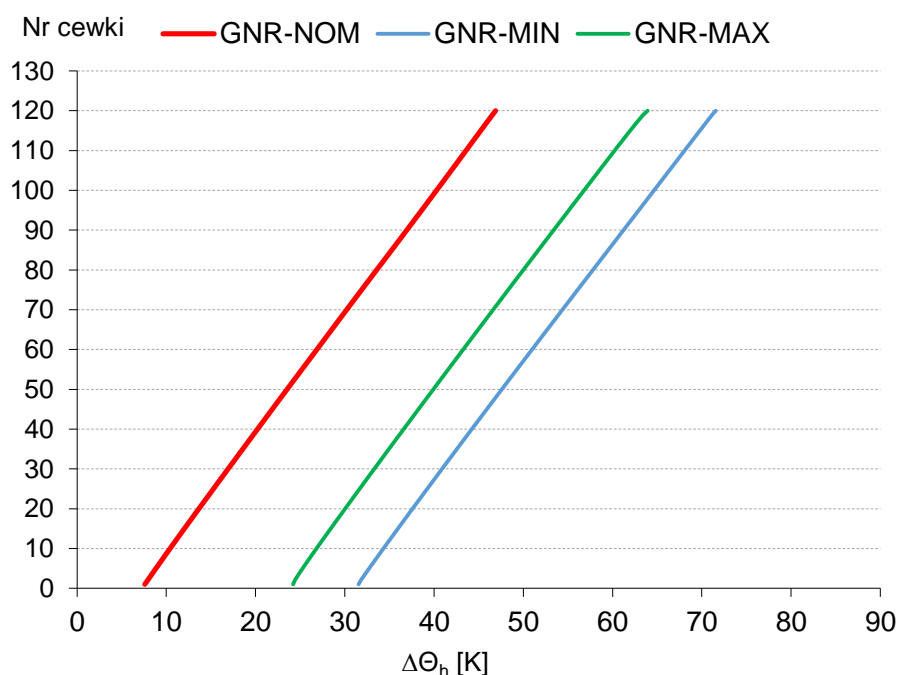


Rys. 6.30. Porównanie wyników symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia GN - dla zacsep MIN,NOM i MAX [Oprac. własne]

Z przedstawionego w tabeli 6.28 zestawienia wynika, że najwyższa temperatura punktu gorącego wystąpi w 82 cewce uzwojenia GN i wyniesie 76,35 K. Nastąpi to podczas pracy transformatora na zaczeple MIN gdy prąd płynący w uzwojeniu jest najwyższy. Wartość najniższa prądu w uzwojeniu GN wystąpi w przypadku pracy na zaczeple MAX, a obliczony przyrost temperatury dla tej samej cewki będzie niższy o 9 K niż dla zaczeple MIN. Natomiast porównanie wyników uzyskanych z obliczeń przedstawiono na rys. 6.30. pozwala na określenie różnic w temperaturach poszczególnych cewek, na całej wysokości uzwojenia. W przedziale od 10 do 75 cewki przebieg wykresu ma charakter praktycznie liniowy. W pozostałym przedziale jest nieregularny, a w strefie ostatnich, górnych i dolnych cewek temperatura wzrasta. Przyczyną jest uzwojenie regulacyjne, które wpływa na kształt linii pola elektrycznego. W ostatnich skrajnych cewkach uzwojenia GN wzrastają straty dodatkowe przekładający się na wzrost obliczonych przyrostów temperatury.

6.5.3. Wyniki obliczeń symulacyjnych przyrostów temperatur uzwojenia GNR

Uzwojenie GNR to ostatnie zewnętrzne uzwojenie na kolumnie badanego transformatora. Uzwojenie nawinięto wiązką 12 przewodów równoległych, którymi wykonano 10 zwojów. Początki i końce połączono odpowiednio pomiędzy sobą i z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeplew. W zależności od nastawy położenia wybieraka przełącznika włączana jest określona ilość zwojów (od 0 do 120). Uzwojenie nawinięto przewodem z ciągłą transpozycją żyły złożonym z 19 przewodów elementarnych o wymiarach 1,65x3,57 mm. Najwyższa gęstość prądu w uzwojeniu występuje na zaczeple MIN i wynosi 3,35 A/mm². Rozkład obliczonych przyrostów temperatur w cewkach uzwojenia GNR przedstawiono na rysunku 6.31.



Rys. 6.31. Porównanie wyników symulacji rozkładu temperatur w cewkach uzwojenia GNR - dla zaczeplew MIN, NOM i MAX [Oprac. własne]

Tabela 6.29. Wyniki obliczeń temperatury punktu gorącego cewek uzwojenia GNR [*Oprac. własne*]

Nr cewki	Zaczep MIN	Zaczep NOM	Zaczep MAX
-	$\Delta\Theta_h$ [K]	$\Delta\Theta_h$ [K]	$\Delta\Theta_h$ [K]
120	71,55	46,89	63,92
119	71,16	46,55	63,45
118	70,81	46,22	63,06
117	70,47	45,89	62,69
...
3	32,10	8,21	24,68
2	31,79	7,90	24,40
1	31,54	7,59	24,20

Obliczenia przeprowadzone dla uzwojenia regulacyjnego wykazały, że najwyższa temperatura tego uzwojenia wystąpi w ostatniej 120 cewce i dotyczy pracy podobciążeniowego przełącznika zaczepów na zacisku MIN (Tabela 6.29).

7. Weryfikacja pomiarowa wyników uzyskanych w procesie modelowania

W ramach niniejszej pracy weryfikacja pomiarowa została przeprowadzona dla dwóch typów transformatorów: TONRLc 31500/120 i TONRLa 120000/225. Na podstawie wyników obliczeń numerycznych zaprezentowanych w rozdziale 6 autor pracy zaproponował sposób rozmieszczenia i montażu światłowodowych czujników optycznych w wyznaczonych podczas symulacji punktach pomiarowych. Chcąc zrealizować przyjęte założenia badawcze autor dokonał odmiennego sposobu rozmieszczenia czujników w każdej z analizowanych jednostek. Badania przeprowadzone dla transformatora typu TONRLc 31500/120 miały dwa główne cele:

- potwierdzenie zgodności wyników symulacji obliczeniowej z rzeczywistymi pomiarami,
- stwierdzenie, jakie są przyrosty temperatury punktu gorącego w uzwojeniach poszczególnych faz.

Dla realizacji przedstawionych celów doktorant rozmieścił czujniki w uzwojeniach DN i GN każdej fazy transformatora, zachowując tą samą pozycję na obwodzie. Rozwiązanie to pozwoliło na określenie różnic w pomiarach temperatury dla każdej z faz. Używając symulacji komputerowej (rozdział 6.3) określono odkładnie cewkę uzwojenia, w której umieszczono czujnik pomiarowy, a następnie wykonano stosowne pomiary weryfikujące.

Realizując procedurę weryfikacji przyrostów temperatury uzwojeń transformatora TONRLa 120 000/225 autor zrealizował natomiast następujące cele:

- podobnie jak dla transformatora TONRLc 31500/120, potwierdzić zgodność wyników symulacji obliczeniowej z rzeczywistym pomiarem temperatury,
- ustalić, czy zmierzone w dwóch kolejnych cewkach uzwojenia przyrosty temperatury punktu gorącego są zgodne z symulacją obliczeniową
- ustalić, jakie występują różnice pomiarowe w przypadku umieszczenia czujnika w strefie uzwojenia osłoniętej jarzmem rdzenia a jakie poza nim.

7.1. Pomiary cieplne transformatora TONRLc 31500/120

Do pomiaru temperatury punktów gorących w uzwojeniach transformatora TONRLc 315000/120 autor wykorzystał system pomiarowy firmy Qualitrol składający się z sześciu czujników światłowodowych i rejestratora. Zgodnie z wymaganiami normy [144] próba cieplna transformatora została przeprowadzona dla maksymalnych strat jednostki, przy załączonych wszystkich urządzeniach chłodzących. Były to warunki odpowiadające symulacjom obliczeniowym wykonanym dla zaczeptu MIN podobciążeniowego przełącznika zaczeptów (rozdział 6.3). W związku z ograniczoną liczbą dostępnych czujników i charakterem pracy uzwojenia regulacyjnego, autor przeprowadził pomiar wyłącznie w uzwojeniach GN i DN1. Czujniki zostały rozmieszczone w uzwojeniach wszystkich trzech faz, pomiędzy pierwszą i drugą cewką uzwojeń.

7.1.1. Punkty instalacji czujników optycznych w jednostce TONRLc 31500/120

Na podstawie wyników przeprowadzonych symulacji obliczeniowych autor ustalił punkty instalacji światłowodów dla uzwojenia DN. Składało się ono z dwóch szeregowo połączonych uzwojeń DN1 i DN2. Uzwojenia wykonane zostały z użyciem tego samego przewodu miedzianego typu CTC w postaci dwóch koncentrycznych warstw. Pomiedzy nimi znajdował się kanał olejowy i preszpanowa bariera izolacyjna. W obu uzwojeniach płynął ten sam prąd.

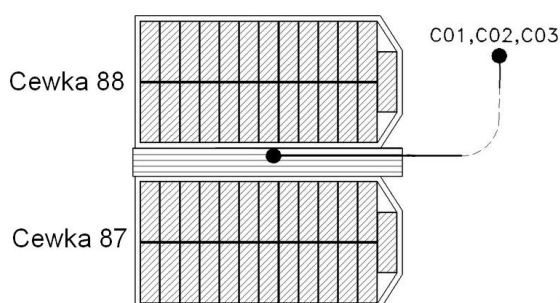
Tabela 7.1. Porównanie wyników obliczeń dla uzwojeń DN1 i DN2 [Oprac. własne]

Zaczep pracy transformatora	GNR-MIN	GNR-NOM	GNR-MAX
Nr najgorętszej cewki / przewodu uzwojenia DN	88	88	88
DN1 Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K]	75,95	75,90	75,88
DN2 Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K]	74,52	74,14	74,48

Porównując wyniki symulacji temperatury dla obu warstw uzwojenia DN autor stwierdził, że:

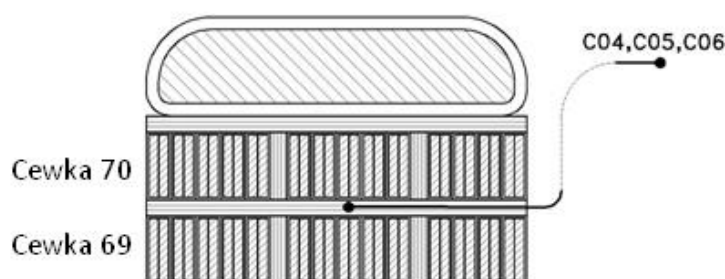
- najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego występuje dla pracy transformatora na zaczepe MIN,
- najwyższy obliczony przyrost temperatury punktu gorącego występuje w cewce nr 88 uzwojenia DN1 i wynosi 75,95 K,
- fakt ten jest ściśle związany z tym, że dla tego zaczepe generowane są najwyższe straty obciążeniowe (Tabela 7.2),
- gorsze warunki cieplne występują dla uzwojenia DN1, które jest uzwojeniem wewnętrznym przy rdzeniu, co jest przyczyną mniej intensywnego przepływu czynnika chłodzącego.

Na podstawie porównania wyników obliczeń (Tabela 7.1) przyjęto, że czujniki zostaną zainstalowane we wstawce dystansowej pomiędzy 87 i 88 cewką uzwojenia DN1. Końcówka pomiarowa czujnika będzie w kontakcie z dolną częścią izolacji przewodu 88 cewki (rys. 7.1). Dla wszystkich trzech faz transformatora montaż wykonany zostanie tak samo. Czujniki optyczne zostały oznaczone następująco: C01 dla fazy U, C02 dla fazy V, C03 dla fazy W. Dodatkową identyfikację czujnika optycznego zapewniał również nadruk numeru seryjnego umieszczony przez producenta na końcu przyłączeniowym światłowodu.



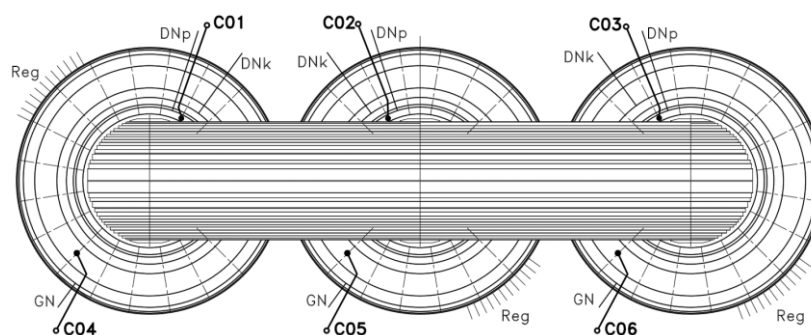
Rys. 7.1. Schemat lokalizacji czujników optycznych w uzwojeniu DN1 [Oprac. własne]

Obliczenia numeryczne przeprowadzone dla uzwojenia GN (Rozdział 6.3.3) pozwoliły ustalić, że najwyższa spodziewana temperatura punktu gorącego wystąpi w najwyższej 70 cewce tego uzwojenia, a jej przyrost wyniesie ok. 77,93 K. W związku z tym światłowód został umieszczony we wstawce pomiędzy 69 i 70 cewką. Graficzną reprezentację lokalizacji czujników pomiarowych w cewkach uzwojeń strony GN transformatora TONRLc 315000/120 przedstawiono na rys. 7.2. Czujniki zostały umieszczone w uzwojeniach GN wszystkich trzech faz i oznaczono je odpowiednio: C04 dla fazy U, C05 dla fazy V, C06 dla fazy W.



Rys. 7.2. Lokalizacja czujnika optycznego w cewkach GN [Oprac. własne]

Uzwojenie GNR posiada 25 zaczepek regulacyjnych i tylko na zaczepek skrajnych MIN i MAX jest załączone w całości (Tabela 6.2). Na zaczepek MIN w uzwojeniu GN i GNR płynie największy prąd i przyrosty temperatur są najwyższe (Tabela 6.17). Zmienność warunków pracy uzwojenia GNR powoduje, że podczas symulacji autor uzyskał duże różnice w obliczonych przyrostach temperatury punktu gorącego na badanych zaczepek. Dla zaczepek MIN wyniosły one 75,71 K, a dla zaczepek NOM 49,38 K. Na tej podstawie autor stwierdził, że w badanym transformatorze degradacja izolacji uzwojenia GNR będzie zachodziła znacznie wolniej niż uzwojeń DN i GN. W oparciu o ten wniosek uzwojenie GNR nie zostało objęte instalacją czujników optycznych. Na rys. 7.3 zilustrowano rzut pionowy części aktywnej analizowanego transformatora, na który przestawiono rozmieszczenie poszczególnych czujników na obwodzie jego uzwojeń.



Rys. 7.3. Widok rozmieszczenia światłowodowych czujników optycznych w uzwojeniach transformatora TONRLc 31500/120 [Oprac. własne]

7.1.2. Wyznaczenie strat i wartości pomocniczych

W celu wykonania pomiarów temperatur w punktach gorących, przeprowadzono wcześniejszy pomiar wszystkich strat badanego transformatora. Zgodnie z tabelą 7.2 najwyższe

straty obciążeniowe i sumaryczne transformatora wystąpią na zaczeple MIN. Dla tej wartości strat została przeprowadzona próba cieplna transformatora.

Tabela 7.2. Rzeczywiste wartości strat zmierzonych na trzech wybranych zaczeplach transformatora typu TONRLc 31500/120 [Oprac. własne]

Zaczeple przełącznika	MIN	NOM	MAX
Straty w uzwojeniach [kW]	133,8	97,5	92,6
Straty w konstrukcji [kW]	24,8	26,5	34,1
Razem straty obciążeniowe ΔP_{Cu} [kW]	158,6	123,9	126,7
Straty jałowe ΔP_o [kW]	17	17	17
Straty sumaryczne transformatora ΔP [kW]	175,7	140,9	143,7

Wyznaczona z wykorzystaniem obliczeń numerycznych wartość maksymalnych sumarycznych strat wyniosła 177,4 kW (Tabela 6.3). Oznacza to zatem, że wynik pomiarów odbiega od wartości obliczonej jedynie o ok. 1%.

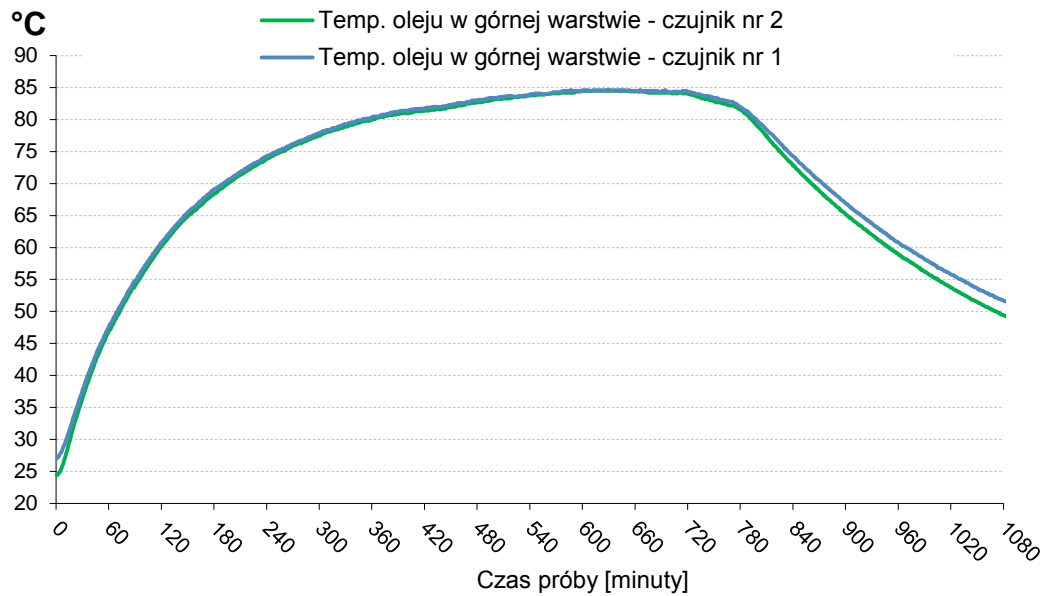
W ramach fabrycznej próby cieplnej wyznaczono:

- przyrost temperatury oleju pod pokrywą i średnią temperaturę oleju przy stratach całkowitych,
- przyrost średni temperatury uzwojenia przy prądzie znamionowym i dla średniego przyrostu temperatury oleju,
- przyrost temperatury punktu gorącego dla prądu znamionowego i dla przyrostu temperatury oleju jak powyżej,
- przeprowadzono bezpośredni pomiar temperatury punktów gorących w uzwojeniach GN i DN wszystkich faz transformatora.

Próba cieplna została przeprowadzona w dwóch etapach:

- etap pierwszy – podczas którego ustalono temperaturę oleju pod pokrywą. Transformator zasilany był prądem odpowiadającym generowaniu w uzwojeniu strat sumarycznych transformatora (obciążeniowych i jałowych), aż do ustalenia się temperatury oleju pod pokrywą. Próba była więc prowadzona przy prądzie wyższym od znamionowego w celu wytworzenia w uzwojeniach strat pokrywających straty jałowe. Po ustaleniu temperatury, czyli w momencie kiedy przyrost temperatury był mniejszy niż 1 °C/h w ciągu 3 godzin, bez przerywania próby nastąpiło przejście do etapu drugiego.
- etap drugi – po ustaleniu przyrostu temperatury oleju pod pokrywą, próba była kontynuowana bez przerwy, ale przy obniżonej wartości prądu, odpowiadającej generowaniu w transformatorze wyłącznie strat obciążeniowych. Takie warunki zasilania utrzymywane były przez 1 godzinę.

Podczas obu etapów, autor za pomocą optycznych czujników światłowodowych wykonał pomiary temperatury w 6-ciu wyznaczonych obliczeniowo punktach pomiarowych. W trakcie próby cieplnej realizowano również równolegle pomiar temperatury górnej warstwy oleju z użyciem dwóch czujników rezystancyjnych zlokalizowanych na pokrywie kadzi.

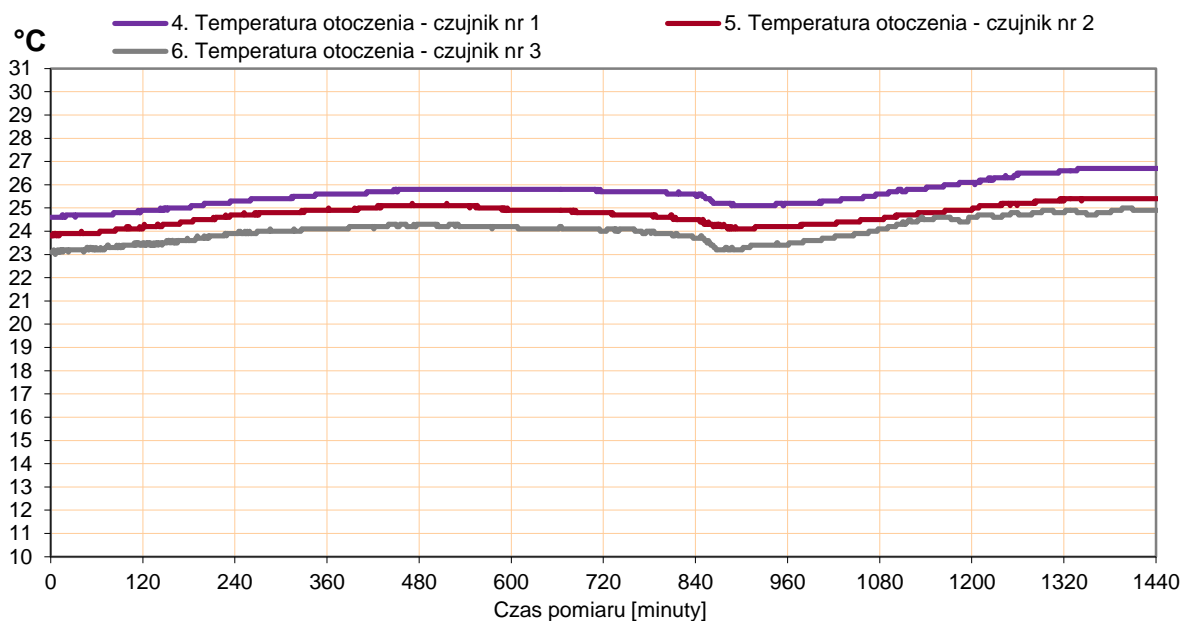


Rys. 7.4. Wyniki pomiarów temperatury oleju pod pokrywą - transformator 31,5MVA - pomiar termometrem [34]

Analiza wyników przedstawionych na rys. 7.4 prowadzi do następujących konkluzji:

- temperatura oleju w górnej warstwie na koniec pierwszego etapu nagrzewania θ_{o1} wyniosła 84,2 °C,
- temperatura oleju w górnej warstwie na koniec drugiego etapu nagrzewania θ_{o2} wyniosła 82,2 °C,
- wartość korekty dla przyrostu temperatury oleju w otoczeniu uzwojeń związana ze zmianą temperatury w drugim etapie obciążenia.

$$\theta_{o1} - \theta_{o2} = 2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (7.1)$$



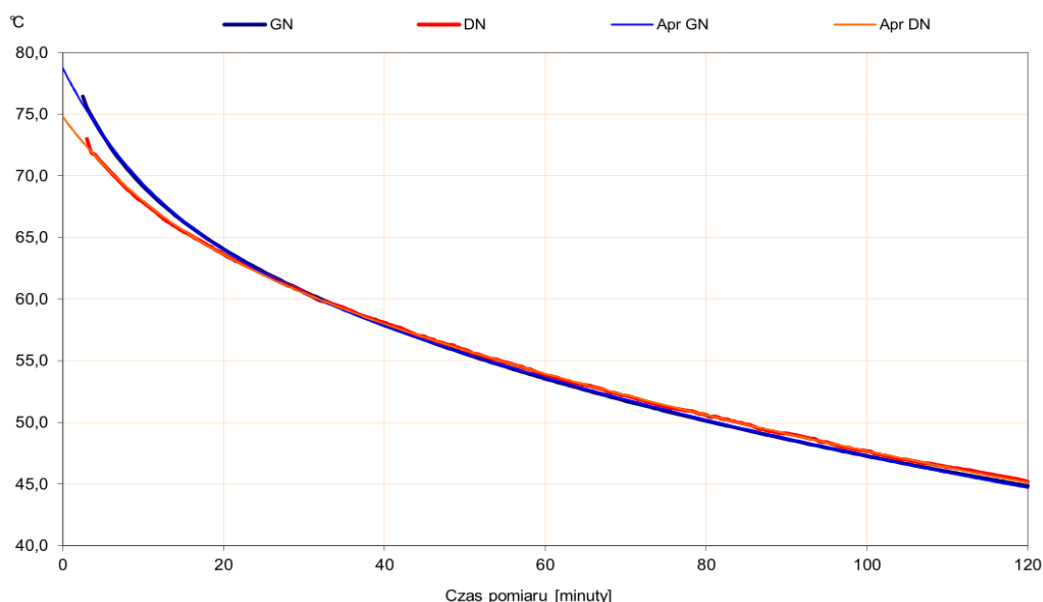
Rys. 7.5. Wyniki pomiarów temperatury otoczenia rejestrowane w trakcie próby cieplnej [34]

Temperaturę otoczenia mierzono trzema czujnikami rezystancyjnymi umieszczonymi w menzurach z olejem transformatorowym, w odległości 2 m od transformatora. Średnia temperatura otoczenia w momencie zakończenia próby nagrzewania wyniosła 24,5 °C. Wyniki pomiaru przedstawiono na rys. 7.5. Na tej podstawie ustalono, że przyrost temperatury oleju pod pokrywą dla transformatora wyniósł 55,7 °C. W związku z tym, że wartość dopuszczana normą wynosi 60 °C, to wynik próby uznano za pozytywny.

Na zakończenie drugiego etapu obciążenia, po szybkim odłączeniu zasilania oraz zdjęciu zwory, przeprowadzony został pomiar rezystancji uzwojeń. Dokonano aproksymacji wyników pomiaru rezystancji zgodnie ze wzorem 7.2:

$$\theta(t) = \theta_a + \Delta\theta_{im} \times e^{\left(\frac{-t}{\tau_o}\right)} + \Delta\theta_w \times e^{\left(\frac{-t}{\tau_w}\right)} \quad (7.2)$$

Na tej podstawie otrzymano wykres umożliwiający odczyt średniego przyrostu temperatury uzwojenia, na zakończenie próby cieplnej (rys. 7.6)

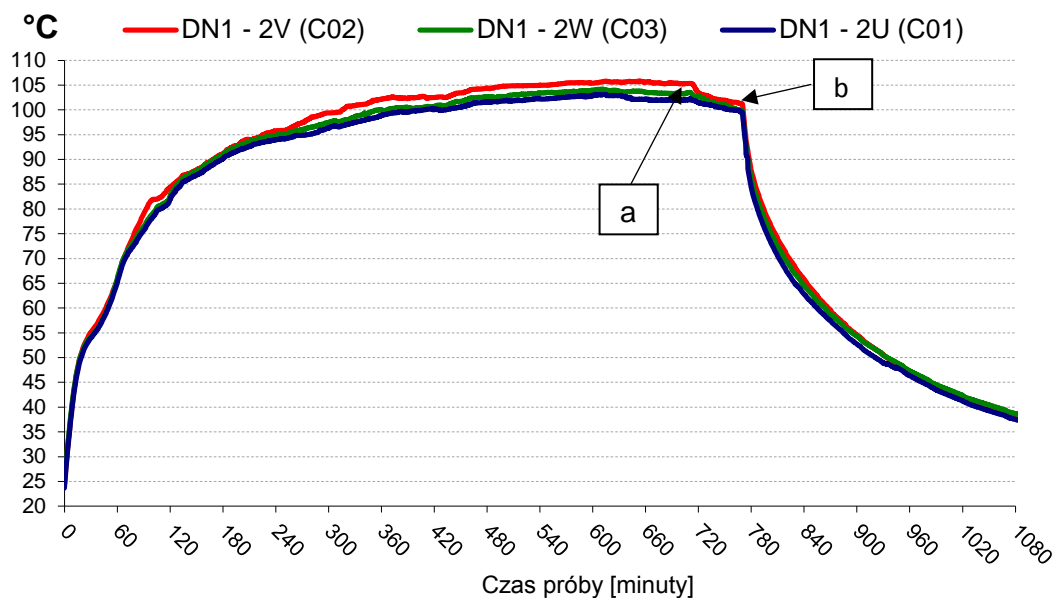


Rys. 7.6. Aproksymowane krzywe stygnięcia temperatury uzwojeń transformatora TONRLc 31500/120 [34].

7.1.3. Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia DN1

W trakcie całego przebiegu próby cieplnej transformatora prowadzona była ciągła rejestracja temperatury za pomocą światłowodowych czujników optycznych. Zainstalowane przez autora rozprawy czujniki oznaczone C01, C02 i C03 rejestrowały temperatury w uzwojeniach DN1 trzech faz transformatora oznaczonych U,V,W. Dokładne punkty instalacji światłowodów określono w punkcie 7.1.1. Proces rejestracji był prowadzony w sposób ciągły. Odczyt temperatury odbywał się co 10 sekund podczas całej próby cieplnej transformatora. Jak możemy zaobserwować z przedstawionych wykresów (rys. 7.4 i rys. 7.7) po około 12 godzinach nagrzewania się transformatora, temperatura oleju w górnej warstwie ustabilizowała się podobnie jak i temperatura rejestrowana w punktach gorących uzwojeń. Na rys. 7.7 punkt

ten oznaczono (a). Wtedy rozpoczęto drugi etap nagrzewania próby cieplnej transformatora. Po 60 minutach zakończono próbę odłączeniem zasilania i pomiarem rezystancji uzwojeń - na rys. 7.7 oznaczono ten punkt (b). Na charakterystyce można to zjawisko zaobserwować poprzez spadek mierzonego przyrostu temperatury punktów gorących w wyniku stygnięcia uzwojenia.



Rys. 7.7. Wartości temperatury punktu gorącego uzwojenia DN1 zmierzone podczas próby cieplnej transformatora [Oprac. własne]

W tabeli 7.3 przedstawiono wyniki pomiarów temperatury w uzwojeniu DN1, które uzyskano podczas pomiarów czujnikami światłowodowymi. Dla każdej z faz wyszczególniono:

- temperaturę zarejestrowaną przez czujniki C01÷C03 na zakończenie I etapu nagrzewania transformatora Q_{e1DN1} ,
- temperaturę zarejestrowaną przez czujniki optyczne na zakończenie II etapu nagrzewania Q_{e2DN1} .

W obu etapach najwyższa temperatura została zarejestrowana w uzwojeniu DN1 środkowej fazy przez czujnik optyczny C02. Na rys. 7.7 obrazuje to wykres krzywej w kolorze czerwonym. Na podstawie otrzymanych wyników pomiarów autor obliczył przyrost temperatury punktu gorącego ΔQ_{hDN1} dla uzwojenia każdej fazy zgodnie ze wzorem 7.3. W tym celu obliczono średnią temperaturę otoczenia Q_a w momencie zakończenia próby cieplnej. W trakcie trwania próby temperatura otoczenia była rejestrowana trzema termometrami rezystancyjnymi (rys. 7.5).

$$\Delta Q_{hDN1} = \Theta_{e2} - \Theta_a \quad (7.3)$$

Jak wynika z zestawienia w tabeli 7.3 najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego wystąpił w uzwojeniu DN1 środkowej fazy V i wyniósł on 76,80 °C. W związku z tym, że norma dopuszcza maksymalny przyrost punktu gorącego wynoszący 78 °C, to wynik próby jest pozytywny. Porównując otrzymaną wartość ΔQ_{hDN1} z wynikiem symulacji obliczeniowej

$\Delta Q_{ho\ DN1}$ stwierdzamy różnicę wynoszącą tylko 0,85 °C, co potwierdza dużą zbieżność pomiaru z wynikiem obliczeń numerycznych.

Tabela 7.3. Zestawienie temperatur uzwojenia DN1 [Oprac. własne]

Lp.	Lokalizacja czujnika (oznaczenie)	DN-faza U (C01)	DN-faza V (C02)	DN-faza W (C03)
	Jednostka	°C	°C	°C
1	Temperatura na zakończenie I etapu – punkt (a), rys.7.7 (Q_{e1DN1})	102,04	105,34	103,46
2	Temperatura na zakończenie II etapu – punkt (b), rys 7.7 (Q_{e2DN1})	99,60	101,30	99,85
3	Średnia temperatura otoczenia w momencie zakończenia próby (Q_a)	24,5		
4	Przyrost temperatury w punkcie gorącym wyznaczony z pomiarów ($\Delta Q_{h\ DN1}$)	75,10	<u>76,80</u>	75,35
5	Przyrost temperatury w punkcie gorącym obliczony numerycznie ($\Delta Q_{ho\ DN1}$)	<u>75,95</u>		

Należy zauważyć, że wykonane przez doktoranta pomiary weryfikowały temperatury wszystkich trzech uzwojeń DN1, w obliczeniach uzyskał natomiast jedną wartość. Poprawność analizy wymaga odniesienia wyniku symulacji do uzwojenia fazy o temperaturze najwyższej. Jest to uzwojenie fazy V. Daje to podstawę do uznania tej fazy jako rekomendowanej do pomiaru, wynik którego powinien być odniesieniem porównawczym z wynikiem wykonanych obliczeń. Jest to równocześnie wartość która powinna służyć do oceny czasu życia izolacji uzwojenia DN1.

7.1.4. Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia GN

Podczas próby cieplnej transformatora rejestracja temperatur czujnikami optycznymi obejmowała także uzwojenia GN. Czujniki optyczne oznaczone C04, C05 i C06 zainstalowano w uzwojeniach wszystkich trzech faz transformatora (U, V, W). Dokładne punkty instalacji światłowodów określono w rozdziale 7.1.1. Dla wszystkich faz punkty instalacji zlokalizowano w tych samych obszarach uzwojenia. Pozwoliło to autorowi na sprawdzenie dla której z faz zarejestrowana zostanie najwyższa temperatura punktu gorącego. Proces rejestracji był prowadzony podobnie jak w przypadku uzwojenia DN1 w sposób ciągły.

W tabeli 7.3 przedstawiono wyniki pomiarów temperatury, zarejestrowane podczas pomiaru czujnikami światłowodowymi dla uzwojenia GN. Dla każdej z faz wyszczególniono:

- temperaturę zarejestrowaną przez czujniki C04÷C06 na zakończenie I etapu nagrzewania transformatora Q_{e1GN} ,
- temperaturę zarejestrowaną przez czujniki optyczne na zakończenie II etapu nagrzewania Q_{e2GN} .

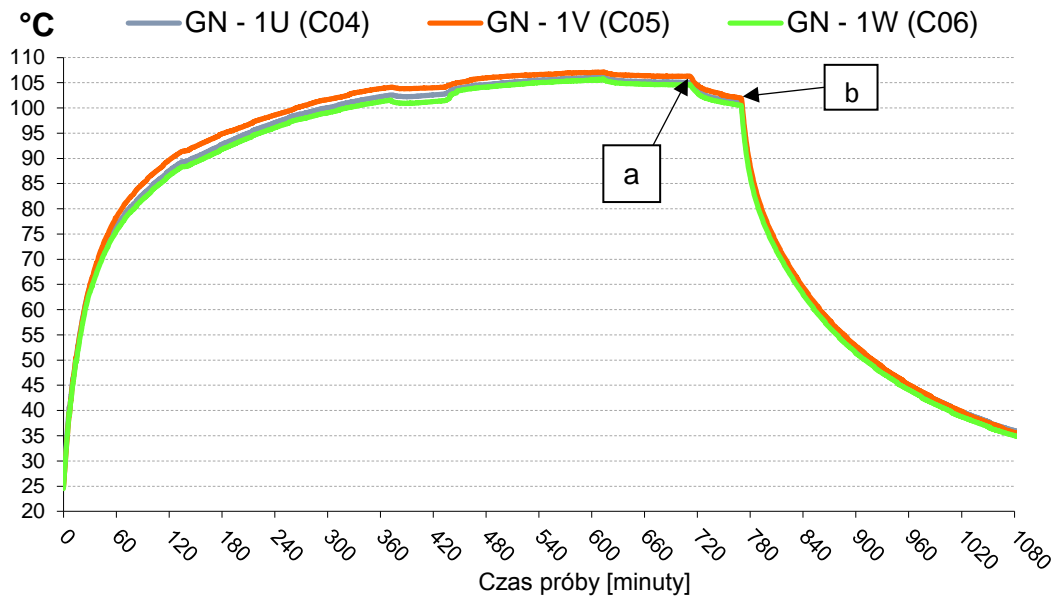
W obu etapach najwyższa temperatura została zarejestrowana w uzwojeniu GN środkowej fazy przez czujnik optyczny C05. Na rys. 7.8 obrazuje to wykres krzywej w kolorze

czerwonym (GN-1V). Na podstawie otrzymanych wyników pomiarów autor zgodnie ze wzorem 7.4 obliczył przyrost temperatury punktu gorącego ΔQ_{hGN} dla uzwojenia każdej fazy:

$$\Delta Q_{hGN} = \Theta_{e2} - \Theta_a. \quad (7.4)$$

Tabela 7.4. Zestawienie temperatur uzwojenia GN [Oprac. własne]

Lp.	Lokalizacja czujnika (oznaczenie)	GN-faza U (C04)	GN-faza V (C05)	GN-faza W (C06)
	Jednostka	°C	°C	°C
1	Temperatura na zakończenie I etapu – punkt (a), rys. 7.8 (Q_{e1GN})	105,10	106,30	104,60
2	Temperatura na zakończenie II etapu – punkt (b), rys. 7.8 (Q_{e2GN})	101,04	102,01	100,54
3	Średnia temperatura otoczenia w momencie zakończenia próby (Q_a)	24,5		
4	Przyrost temperatury w punkcie gorącym wyznaczony z pomiarów (ΔQ_{hGN})	76,54	77,51	76,04
5	Przyrost temperatury w punkcie gorącym obliczony numerycznie (ΔQ_{hoGN})	<u>77,93</u>		



Rys. 7.8. Wartości temperatury punktu gorącego uzwojenia GN rejestrowane podczas próby cieplnej [Oprac. własne]

Jak wynika z zestawienia zaprezentowanego w tabeli 7.4 najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego wystąpił w uzwojeniu GN środkowej fazy V i wyniósł 77,51 °C. Porównując otrzymaną wartość ΔQ_{hGN} z wynikiem symulacji obliczeniowej ΔQ_{hoGN} autor stwierdził różnicę wynoszącą tylko 0,42 °C, co ponownie potwierdziło wysoką zbieżność pomiaru rzeczywistych z wynikiem obliczeń numerycznych. Z wykonanych pomiarów wynika także, że najwyższy przyrost temperatury punktu gorącego występuje w cewce fazy V. Potwierdza to wniosek

autora, że opomiarowanie uzwojeń tej fazy transformatora pozwala na skuteczną identyfikację punktu gorącego w transformatorze bez konieczności umieszczania czujników w uzwojeniach pozostałych faz.

7.2. Pomiary cieplne transformatora TONRLa 120000/225

Do pomiarów temperatury punktów gorących w uzwojeniach transformatora TONRLa 120000/225 ponownie wykorzystano system pomiarowy firmy Qualitrol składający się z pięciu czujników światłowodowych i rejestratora. Czujniki optyczne zostały zainstalowane w trakcie produkcji transformatora, a dokładnie podczas montażu gotowych uzwojeń na kolumnie rdzenia. Instalacja czujników została ograniczona tylko i wyłącznie do uzwojeń fazy V. Decyzja ta podjęta została przez autora po analizie wyników obliczeń i pomiarów jednostki TONRLc 31500/120 (rozdział 7.1). Analiza ta potwierdziła, że jest to faza o najwyższej temperaturze punktu gorącego. Dodatkową modyfikacją w stosunku do poprzedniego transformatora było powielenie pomiaru w najgorętszej cewce uzwojenia GN. Doktorant wprowadził do niej drugi przesunięty na obwodzie czujnik optyczny. Pozwoliło to na ustalenie różnic w wartości mierzonej temperatury punktu gorącego w dwóch różnych strefach tej samej cewki uzwojenia. Również w tym przypadku, zgodnie z wymaganiami normy [144], próba cieplna transformatora TONRLc 31500/120 została przeprowadzona przy maksymalnych stratach transformatora i przy załączonych wszystkich urządzeniach chłodzących. W związku z tym, że w transformatorze zastosowano chłodzenia ON-AF, oznaczało to pracę wszystkich radiatorów i wentylatorów. Warunki te odpowiadały symulacji obliczeniowej wykonanej dla załączonego zaczeptu MIN podobciążeniowego przełącznika zaczeptów (rozdział 6.5).

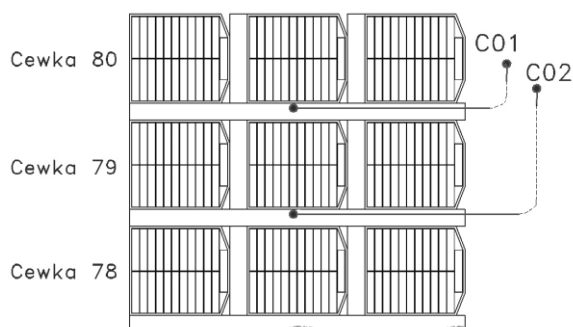
7.2.1. Punkty instalacji czujników optycznych w jednostce TONRLa 120000/225

Uzwojenie DN transformatora TONRLa 120000/225 zostało umieszczone jako wewnętrzne na kolumnie rdzenia. Autor ustalił punkty pomiarowe w dwóch najgorętszych cewkach uzwojenia DN, które bezpośrednio ze sobą sąsiadowały. Podstawą wyboru były wyniki przeprowadzonych symulacji obliczeniowych (rozdział 6.5.1). Zgodnie z nimi, czujniki optyczne zostały zainstalowane na środkowej fazie transformatora w uzwojeniu DN, we wstawkach dystansowych pomiędzy cewką numer 80 i 79 (C01) oraz 79 i 78 (C02). Dzięki takiemu rozmieszczeniu czujników uzyskano możliwość weryfikacji obliczeń i oceny, czy dokonano prawidłowego wyboru miejsca instalacji czujników światłowodowych na wysokości badanego uzwojenia.

Prąd płynący w uzwojeniu DN ma taką samą wartość niezależnie od nastawionego zaczeptu regulacyjnego przełącznika (Tabela 6.19). W związku z tym uzyskane wyniki symulacji są zbliżone dla trzech przedstawionych konfiguracji MIN, NOM i MAX. Obliczona temperatura punktu gorącego uzwojenia DN jest najwyższa dla ustawionego zaczeptu MIN przełącznika zaczeptów.

Na rys. 7.9 zilustrowano schematycznie przekrój przez cewki i wstawki dystansowe uzwojenie DN transformatora TONRLa 120000/225 wraz z lokalizacją miejsc umieszczenia

optycznych czujników pomiarowych. Celem przeprowadzonych przez autora badań była weryfikacja wyników symulacyjnych, zgodnie z którymi przyjęto, że najwyższy spodziewany przyrost temperatury w uzwojeniu DN powinien wystąpić na cewce nr 80 (Tabela 7.5).



Rys. 7.9. Schemat lokalizacji czujników światłowodowych w uzwojeniu DN [Oprac. własne]

Tabela 7.5. Porównanie wyników symulacji dla uzwojenia DN – cewka nr 80 i 79 [Oprac. własne]

Zaczepek pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K] cewki nr 80 uzwojenia	<u>77,74</u>	77,04	76,16
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K] cewki nr 79 uzwojenia	71,32	70,82	70,19

Pozostałe trzy czujniki optyczne autor umieścił w cewkach uzwojenia GN. Podobnie jak dla uzwojenia DN dotyczyło to tylko środkowej fazy V. Przeprowadzone dla uzwojenia GN symulacje obliczeniowe pozwoliły ustalić, że najmniej korzystne warunki cieplne występują w 82 cewce, podczas ustawienie przełącznika na zaczepeku MIN (Tabela 7.6).

Tabela 7.6. Porównanie wyników symulacji uzwojeń GN [Oprac. własne]

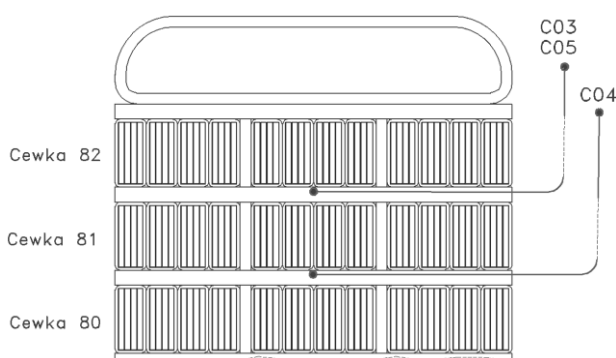
Zaczepek pracy przełącznika	MIN	NOM	MAX
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K] cewka 82	<u>76,35</u>	73,85	65,35
Przyrost temperatury punktu gorącego $\Delta\Theta_h$ [K] cewka 81	69,77	68,01	61,02

W związku z powyższym światłowód oznaczony C03 został umieszczony we wstawce pomiędzy 82 i 81 cewką uzwojenia GN. W tym samym kanale olejowym autor zainstalował także drugi czujnik optyczny, oznaczony C05. Został on przesunięty jednak na obwodzie cewki o kąt 72° względem czujnika C03 w stronę jarzma górnego (rys. 7.10). Przyjęta konfiguracja poszczególnych czujników miała pozwolić autorowi na zbadanie wpływu lokalizacji czujnika optycznego w dwóch różnych strefach tej samej cewki na zmiany temperatury punktu gorącego. Taka instalacja czujnika wiązała się również z dodatkową komplikacją procesu montażu i utrudnionym wyprowadzeniem światłowodu poza układ izolacyjny uzwojeń.

W celu przeprowadzenia weryfikacji obliczeń dla kolejnej 81 cewki uzwojenia GN trzeci czujnik (C04) został umieszczony we wstawce dystansowej pomiędzy 81 i 80 cewką. Schemat rozmieszczenia poszczególnych czujników w cewce GN fazy V zilustrowano na rys. 7.11.



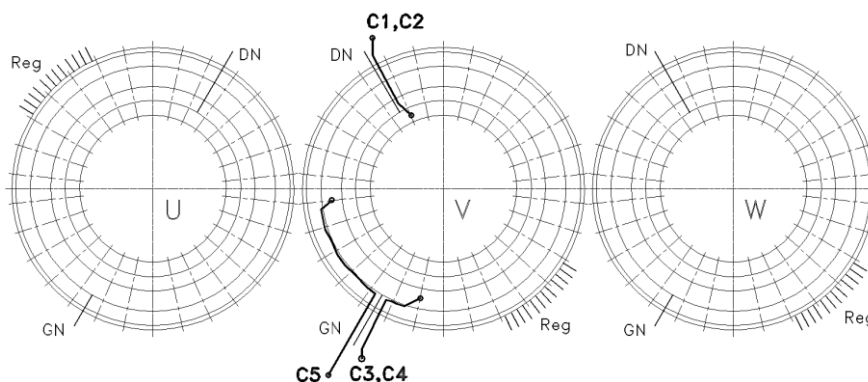
Rys. 7.10. Widok mocowania przewodu światłowodowego C05 uzwojenia GN [Oprac. własne]



Rys. 7.11. Schemat lokalizacji czujnika optycznego w cewkach GN [Oprac. własne]

Do pomiaru autor wykorzystał w sumie pięć czujników światłowodowych. Pomiaru prowadzono wyłącznie w uzwojeniach GN i DN, środkowej fazy transformatora (fazy V). W uzwojeniu GNR nie umieszczono żadnego czujnika optycznego. Uzasadnienie tej decyzji autor przedstawił przy omawianiu pomiarów transformatora TONRLc 31500/120.

Na rys. 7.12 w widoku z góry przedstawiono przestrzenne rozmieszczenie czujników światłowodowych na obwodzie uzwojeń transformatora TONRLa 120000/230.



Rys. 7.12. Rozmieszczenie czujników światłowodowych w uzwojeniach transformatora TONRLa 120 000/225 [Oprac. własne]

Po zainstalowaniu czujników optycznych w uzwojeniach, przewody światłowodowe zostały wyprowadzone w kierunku końców zacisków liniowych uzwojeń. Dzięki temu uzyskano możliwość ich łatwiejszego przeprowadzenia poprzez układy izolacyjne i kliny. Celem zabezpieczenia przewodów światłowodowych przed ich przemieszczaniem, zostały one dodatkowo przymocowane papierem kablowym do elementów układu izolacyjnego.

7.2.2. Wyznaczenie strat i wartości pomocniczych

Przed przystąpieniem do pomiarów przyrostów temperatury w punktach gorących uzwojenia transformatora TONRLa 120000/230, na stacji prób przeprowadzono pomiary jego strat. Zgodnie z wynikami obliczeń symulacyjnych najwyższe straty obciążeniowe i sumaryczne powinny wystąpić na zaczeple MIN (Tabela 7.7). Próba cieplna transformatora została przeprowadzona dla tej wartości strat.

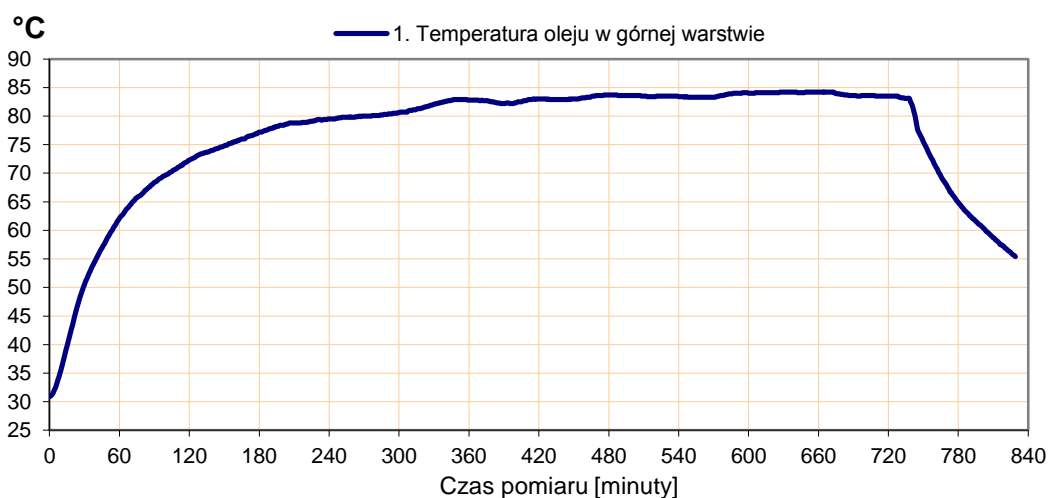
Tabela 7.7. Rzeczywiste wartości strat zmierzonych na trzech wybranych zaczeplach transformatora typu TONRLa 120000/225 [Oprac. własne]

Zaczeple przelaznika	MIN	NOM	MAX
Straty w uzwojeniach	497,1	389,4	369,9
Straty w konstrukcji [kW]	85,3	79,8	82,8
Razem straty obciazeniowe ΔP_{Cu} [kW]	582,4	469,2	452,7
Straty jalowe ΔP_o [kW]	44,0	44,0	44,0
Straty sumaryczne transformatora ΔP [kW]	626,4	513,2	496,7

Wyznaczona z wykorzystaniem obliczeń numerycznych wartość maksymalnych sumarycznych strat wyniosła 618,4 kW (Tabela 6.20). Oznacza to zatem, że wynik pomiarów odbiega od wartości obliczonej jedynie o ok. 1,2%.

W ramach fabrycznej próby cieplnej przeprowadzonej zgodnie z normą PN-IEC 60076-2 [145] wyznaczono między innymi:

- przyrost temperatury oleju pod pokrywą oraz średniej temperatury oleju przy stratach całkowitych,
- przyrost średniej temperatury uzwojenia przy prądzie znamionowym i dla średniego przyrostu temperatury oleju,
- przyrost temperatury punktu gorącego dla prądu znamionowego i dla przyrostu temperatury oleju jak powyżej.
- przeprowadzono bezpośredni pomiar temperatury punktów gorących w uzwojeniach GN i DN fazy V transformatora.



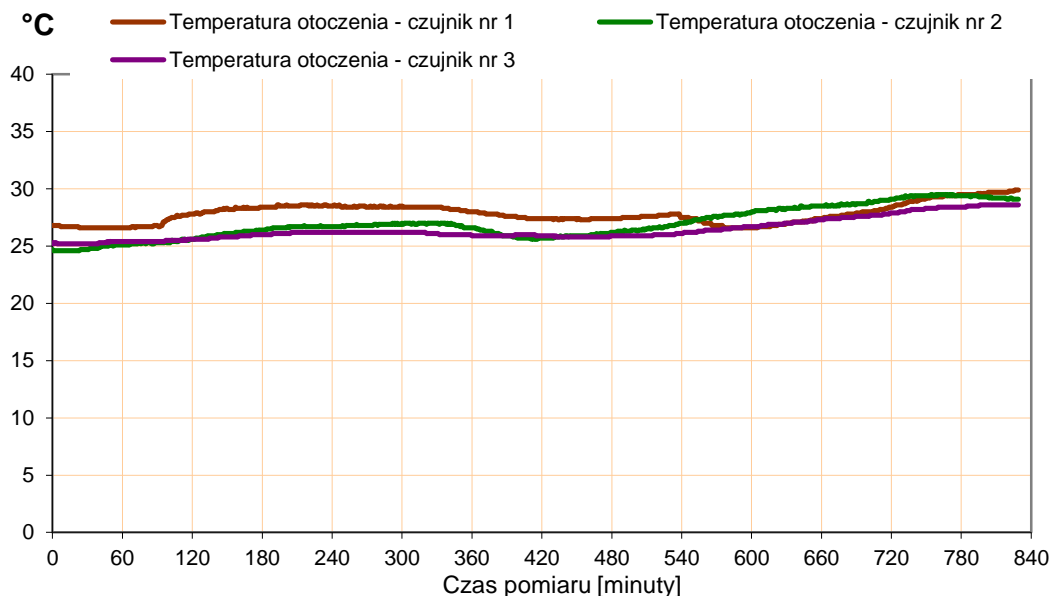
Rys. 7.13. Wyniki pomiarów temperatury oleju górnej warstwy oleju - transformator TONRLa 120000/225 - pomiar czujnikiem Pt100 [33]

Zgodnie z wynikami pomiarów, przedstawionymi na rys. 7.13 można stwierdzić że:

- temperatura oleju w górnej warstwie na koniec pierwszego etapu nagrzewania θ_{o1} wyniosła 84,0 °C
- temperatura oleju w górnej warstwie na koniec drugiego etapu nagrzewania θ_{o2} wyniosła 82,5 °C.
- wartość korekty dla przyrostu temperatury oleju w otoczeniu uzwojeń związana ze zmianą temperatury w drugim etapie obciążenia wyniosła 1,5 °C.

$$\theta_{o1} - \theta_{o2} = 1,5 \text{ °C} \quad (7.5)$$

Temperaturę otoczenia mierzono trzema czujnikami rezystancyjnymi zlokalizowanymi w odległości 2 m od transformatora. Czujniki zanurzone zostały w pojemnikach z olejem transformatorowym. Średnia temperatura otoczenia w momencie zakończenia próby nagrzewania wyniosła 29,2 °C.



Rys. 7.14. Wyniki pomiarów temperatury otoczenia rejestrowane czujnikami optycznymi w trakcie próby cieplnej [33]

Na tej podstawie ustalono, że przyrost temperatury oleju pod pokrywą dla transformatora wyniósł 53,3 °C. W związku z tym, że wartość dopuszczana normą wynosi 60 °C to wynik próby uznano za pozytywny.

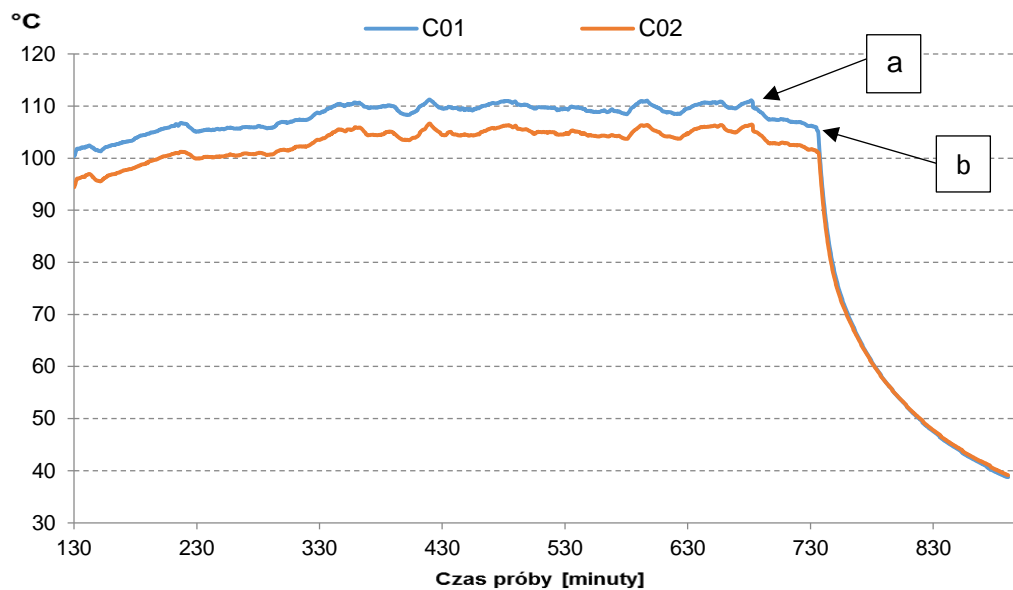
7.2.3. Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia DN

W trakcie przebiegu próby cieplnej prowadzona była ciągła rejestracja temperatury za pomocą czujników optycznych. Początkowa faza rejestracji odczytu temperatury została zaburzona w związku z uszkodzeniem rejestratora, który po 130 minutach został zastąpiony

jednostką rezerwową. Nie wpłynęło to na najistotniejszą część pomiarów. Na poniższych rysunkach zaprezentowano zatem wyłącznie dane z okresu prawidłowej rejestracji.

Czujniki światłowodowe oznaczone C01 i C02 rejestrowały temperatury w uzwojeniu DN dla fazy V. Dokładne punkty instalacji światłowodów określono w rozdziale 7.2.1.

Na podstawie analizy przebiegów przedstawionych na rys 7.15 i 7.16 można zauważyć, że po około 12 godzinach nagrzewania transformatora TONRLa 120000/230 temperatura oleju w górnej warstwie ustabilizowała się, podobnie jak temperatura mierzona w punktach gorących uzwojeń. Na rys. 7.15 moment ten oznaczono (a). Po kolejnych 60-ciu minutach zakończono próbę odłączeniem zasilania i wykonano pomiar rezystancji uzwojeń – punkt (b) na wykresie.



Rys. 7.15. Wyniki rejestracji wartości temperatury punktu gorącego uzwojenia DN podczas próby cieplnej [Oprac. własne]

Pomiar w uzwojeniu DN zrealizowano dla cewki nr 80 z użyciem czujnika optycznego C01 i cewki nr 79 z użyciem czujnika C02. Wyniki pomiaru autor zaprezentował w tabeli 7.8. Dla obu czujników wyszczególniono w niej między innymi:

- temperaturę zarejestrowaną na zakończenie I etapu nagrzewania transformatora Q_{e1DN} ,
- temperaturę zarejestrowaną na zakończenie II etapu nagrzewania transformatora Q_{e2DN} ,

Temperatura rejestrowana przez czujnik C01 dla cewki nr 80 przez cały czas pomiaru była wyższa od temperatury rejestrowanej w cewce nr 79. Potwierdziło to wyniki symulacji obliczeniowej zgodnie z którą cewka nr 80 jest cewką najgorętszą.

W pozycji nr 4 tabeli 7.8. autor przedstawił wynik obliczenia przyrostu temperatury punktu gorącego ΔQ_{hDN} wykonany zgodnie z wzorem 7.4.:

$$\Delta Q_{hDN} = \theta_{e2DN} - \theta_a \quad (7.4)$$

Porównanie z wynikiem symulacji obliczeniowej, które zaprezentowano w pozycji 5 tabeli 7.8 pozwala stwierdzić, że różnica pomiędzy wartością zmierzoną i obliczoną dla

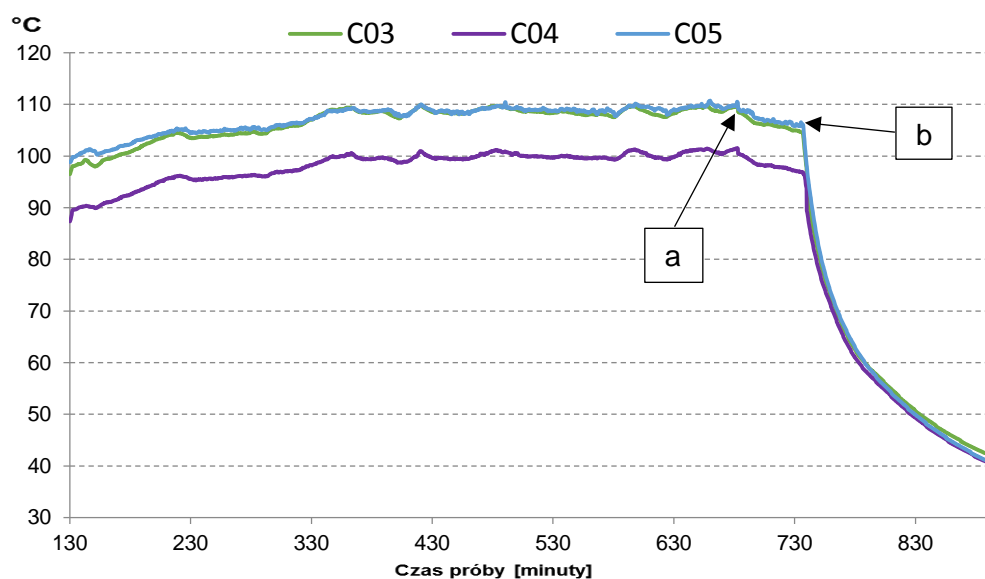
przyrostu temperatury punktu gorącego cewki nr 80 wyniosła 0,96 °C. W przypadku cewki nr 79 różnica ta wyniosła 0,93 °C. Wartości zmierzone są więc bardzo zbliżone do obliczonych. Porównując wyniki dla dwóch sąsiednich cewek uzwojenia DN autor uzyskał potwierdzenie, że symulacja obliczeniowa pozwoliła na prawidłowe ustalenie cewki najgorętszej.

Tabela 7.8. Zestawienie temperatur uzwojenia DN w cewkach 80 i 79 [Oprac. własne]

Lp.	Lokalizacja czujnika (oznaczenie)	DN-faza V cewka 80 - C01	DN-faza V cewka 79 - C02
	Jednostka	°C	°C
1	Temperatura na zakończenie I etapu – punkt (a), rys. 7.15 (Q_{e1DN})	110,75	106,29
2	Temperatura na zakończenie II etapu – punkt (b), rys. 7.15 (Q_{e2DN})	105,98	101,45
3	Średnia temperatura otoczenia w momencie zakończenia próby (Q_a)	29,2	
4	Przyrost temperatury w punkcie gorącym wyznaczony z pomiarów (ΔQ_{hDN})	<u>76,78</u>	<u>72,25</u>
5	Przyrost temperatury w punkcie gorącym obliczony numerycznie (ΔQ_{hoDN})	<u>77,74</u>	<u>71,32</u>

7.2.4. Wyniki bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojenia GN

Zgodnie z przyjętymi przez autora założeniami, rejestracja temperatur czujnikami optycznymi obejmowała w transformatorze TONRLa 120000/225 tylko środkową fazę uzwojenia GN (fazę V). Trzy czujniki pomiarowe rejestrowały temperatury dwóch ostatnich górnych cewek uzwojenia. Czujniki optyczne C03 i C05 zainstalowano w dwóch punktach cewki nr 82, natomiast sensor C04 w cewce nr 81. Dokładne punkty instalacji światłowodów określono w rozdziale 7.2.1.



Rys. 7.16. Wartości temperatury punktu gorącego uzwojenia GN zarejestrowane podczas próby cieplnej [Oprac. własne]

W tabeli 7.9. wyszczególniono wyniki pomiarów temperatury odnotowane przez czujniki optyczne na zakończenie I i II etapu próby cieplnej transformatora TONRLa 20000/225 (pozycja 1 i 2). Na ich podstawie autor stwierdził, że najwyższa temperatura zarejestrowana została przez czujnik C05 umieszczony w cewce nr 82, w obszarze osłoniętym jarzmem górnym rdzenia. Temperatura rejestrowana przez czujnik C03, który został zainstalowany w tej samej cewce w pobliżu wyprowadzenia liniowego była na koniec II etapu nagrzewania o 1,2 °C niższa. Celem przeprowadzonych autora badań było określenie rzeczywistej lokalizacji punktu gorącego uzwojenia. Dzięki porównaniu wyników pomiaru temperatury czujnikami C03 i C05 stwierdzono, że wystąpiła istotna różnica w wyniku pomiaru dla obwodowego przesunięcia czujnika optycznego. Oznacza to tym samym, że pomimo technologicznych i technicznych przeszkód w instalacji czujnika optycznego C05, ta strefa cewki powinna być opomiarowana.

Tabela 7.9. Wyniki rejestracji i przeliczeń temperatur dla uzwojenia GN [Oprac. własne]

Lp.	Lokalizacja czujnika (oznaczenie)	GN-faza V	GN-faza V	GN-faza V
		Cewka 82 (C03)	Cewka 82 (C05)	Cewka 81 (C04)
	Jednostka	°C	°C	°C
1	Temperatura na zakończenie I etapu – punkt (a), rys. 7.15 (Q_{e1GN})	109,58	110,31	101,45
2	Temperatura na zakończenie II etapu – punkt (b), rys. 7.15 (Q_{e2GN})	104,74	105,94	96,91
3	Średnia temperatura otoczenia w momencie zakończenia próby (Q_a)	29,2		
4	Przyrost temperatury w punkcie gorącym wyznaczony z pomiarów (ΔQ_{hGN})	75,54	<u>76,74</u>	67,71
5	Przyrost temperatury w punkcie gorącym obliczony w symulacji (ΔQ_{hoGN})	76,35		69,77

Na podstawie wyników pomiaru autor obliczył przyrost temperatury ΔQ_{hGN} (wzór 7.4). Porównanie z wynikiem symulacji obliczeniowej ΔQ_{hoGN} pozwala stwierdzić, że w przypadku czujnika optycznego C05 różnica wynosi zaledwie 0,39 °C.

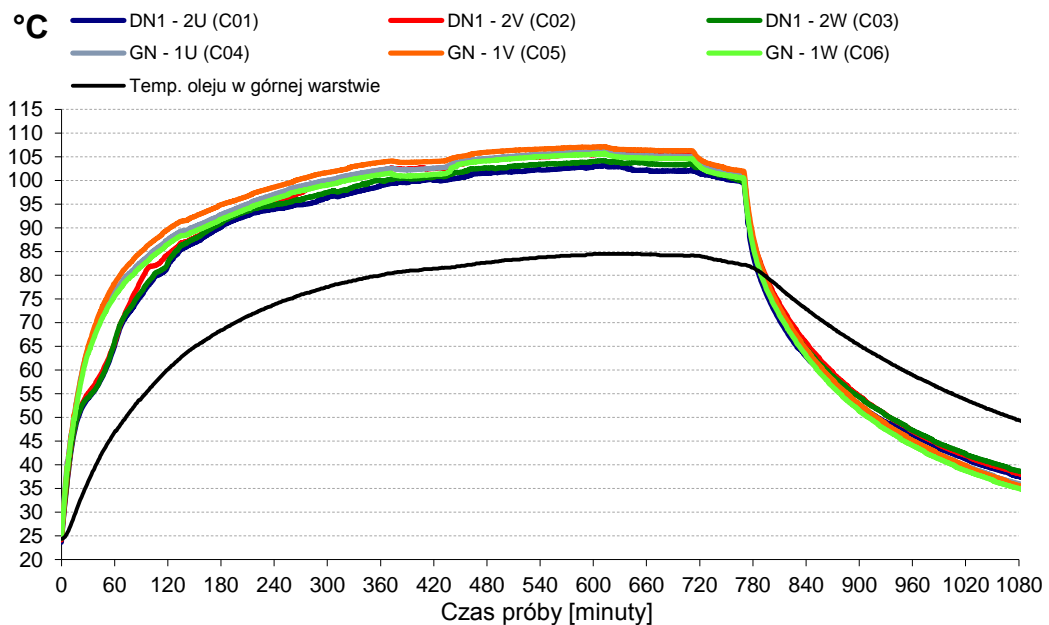
Czujnik optyczny C04 rejestrował podczas próby cieplnej temperaturę 81 cewki. Wynik pomiaru potwierdził, że temperatura rejestrowana w cewce 81 jest niższa niż w cewce nr 82. Ustalenie to jest zgodne z wynikiem uzyskanym podczas symulacji komputerowej. Wartości zmierzone i obliczone autor wyspecyfikował w pozycji 4 i 5 tabeli 7.9.

Wykonane przez doktoranta pomiary na stacji prób zweryfikowały przyrosty temperatury uzwojenia najgorętszej fazy. Potwierdziły one że:

- Obliczony numerycznie rozkład temperatury na wysokości cewki uzwojenia pokrywa się z wartością zmierzoną.
- Istotne jest aby czujnik instalowany był w strefie cewki osłoniętej jarzmem górnym ponieważ tam rejestrowana jest najwyższa temperatura. Fakt ten mógł zostać zweryfikowany przez autora wyłącznie pomiarowo.

8. Analiza porównawcza wyników uzyskanych metodami stosowanymi dotychczas z rezultatami uzyskanymi z użyciem czujników światłowodowych

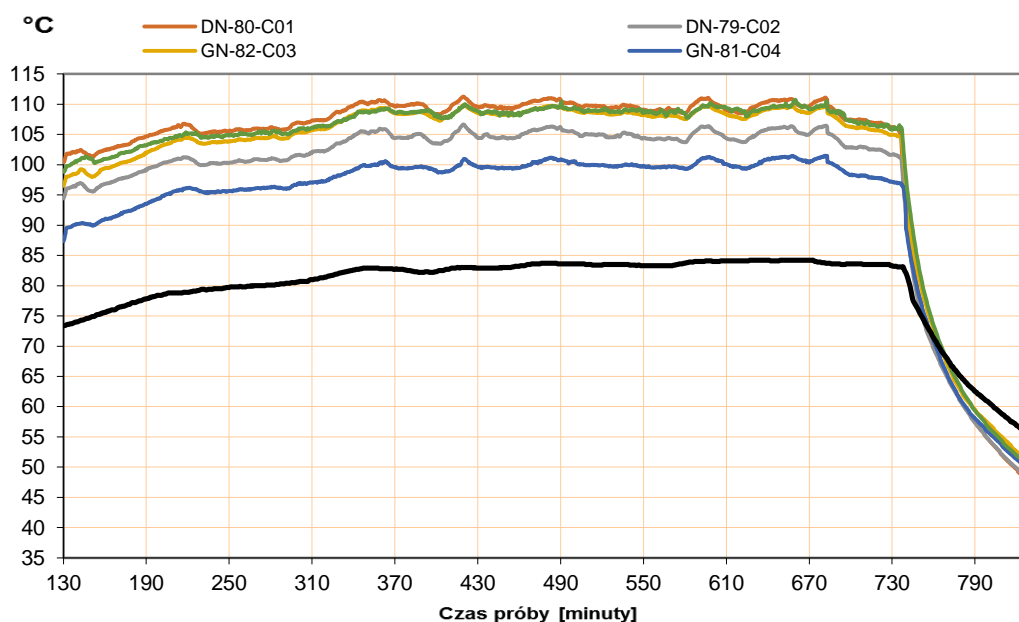
Wyniki pomiarowe uzyskane podczas rejestracji temperatur punktu gorącego uzwojeń wszystkich faz transformatora TONRLc 31500/120 porównano z temperaturą górnej warstwy oleju (rys. 8.1). Jak wynika z porównania, charakterystyki otrzymane z rejestracji czujnikami optycznymi posiadają zbliżone przebiegi, zarówno dla uzwojeń DN1 jak i GN. Szczegóły zostały przedstawione na rys. 7.7 i 7.8. Krzywe opisano w sposób pozwalający na identyfikację uzwojenia, fazy transformatora i numeru czujnika zgodnie z rysunkiem 7.3.



Rys. 8.1. Porównanie wartości temperatur rejestrowanych w transformatorze TONRLc 31500/120
[Oprac. własne]

Na podstawie przeprowadzonej analizy, najwyższe temperatury zostały zarejestrowane przez czujniki umieszczone w uzwojeniach fazy V. Na wykreślonych na rys. 8.1 przebiegach widać wyraźne zmiany temperatury rejestrowanej w momencie przejścia z etapu I do II podczas próby nagrzewania transformatora. Analiza porównawcza przebiegów zmian temperatury rejestrowanej przez system światłowodowy i czujnik Pt100 umieszczony na pokrywie kadzi (pomiar temperatury górnej warstwy oleju) wykazała wyraźne różnice w wartościach mierzonych temperatur. Zaobserwowano także, że krótkie zmiany temperatury rejestrowane w uzwojeniach za pomocą czujników optycznych nie mają odzwierciedlenia w zmianach temperatury oleju w górnej warstwie. Jest to związane z dużą bezwładnością zmian temperatury czynnika chłodzącego, którym jest olej transformatorowy wypełniający kadź. Dodatkowo, punkt pomiarowy czujnika Pt100 znajduje się na pokrywie i jest odległy od uzwojeń, co potwierdza jedną z wad pomiarów wykonywanych z użyciem czujników rezystancyjnych, o których wspomniano w rozdziale 3. Należy również podkreślić, że bezpośredni pomiar temperatury czujnikami optycznymi zainstalowanymi w uzwojeniach umożliwia rejestrację temperatury w czasie rzeczywistym, uwzględniając natychmiastowe jej zmiany. Dodać także należy, że proces ten jest realizowany z dużą szybkością i dokładnością.

Na rys. 8.2 przedstawiono wyniki porównawcze pomiarów temperatury części aktywnej transformatora TONRLa 1200000/225, które uzyskano podczas rejestracji z wykorzystaniem systemu światłowodowego i czujnika Pt100 mierzącego temperaturę górnej warstwy oleju. Na podstawie przeprowadzonych pomiarów stwierdzono, że najwyższe wartości temperatury zostały zarejestrowane przez czujniki umieszczone w górnych cewkach uzwojeń DN i GN fazy V (czujnik C01 i C05). Jak wynika z poniższego porównania, charakterystyki otrzymane z rejestracji sensorami optycznymi posiadają zbliżone przebiegi, oczywiście różniące się co do wartości mierzonych temperatur, lecz charakteryzujące się analogicznym przebiegiem i dynamiką poszczególnych zmian. Przebieg charakterystyki rejestracji temperatury górnej warstwy oleju cechuje się natomiast niską dynamiką zmian i nie odzwierciedla zmian temperatury zarejestrowanych w uzwojeniach z użyciem czujników optycznych C01÷C05. Dodatkowo, wartości temperatury wskazywane przez czujnik Pt100 są o ponad 20 °C niższe, niż wskazania czujników umieszczonych bezpośrednio w uzwojeniach.



Rys. 8.2. Porównanie wartości temperatur rejestrowanych w transformatorze TONRLa 1200000/225 [Oprac. własne]

Przeprowadzona analiza porównawcza wykazała, że wykorzystanie światłowodowego systemu pomiaru temperatury części aktywnej transformatora charakteryzuje się dużo mniejszą inercją w porównaniu do pomiarów temperatury górnej warstwy oleju. Zastosowanie czujników optycznych instalowanych bezpośrednio w punkcie gorącym uzwojenia pozwala na ocenę szybkich zmian przyrostów temperaturowych od zmian obciążenia transformatora lub zmian związanych ze starzeniem lub rozwojem defektu izolacji. Analiza porównawcza zilustrowanych na rys. 8.1 - 8.2 charakterystyk pozwala stwierdzić, że stosowane powszechnie metody pomiaru temperatury, w tym przypadku górnej warstwy oleju, pozwalają jedynie na wyznaczenie uśrednionych wartości temperatur panujących wewnątrz kadzi transformatora. Wartości te z punktu widzenia oceny stopnia zesterzenia układu izolacyjnego nie są zbyt istotne, gdyż w metodyce tej całkowicie tracona jest informacja o wystąpieniu maksymalnej wartości temperatury, która jest przecież zasadniczym determinansem czasu życia układu izolacyjnego.

9. Wnioski

Autor pracy zdobywał swoją wiedzę i doświadczenie pracując przez ponad 23 lata jako konstruktor, specjalista i projektant transformatorów. Badania w zakresie wykorzystania optycznych czujników światłowodowych realizował od 2009 roku. W tym czasie przeprowadził w sposób skuteczny i bezpieczny instalacje w 16 typach transformatorów z różnymi systemami chłodzenia o mocach od 6 do 270 MVA, w uzwojeniach o napięciach do 420 kV. W trakcie realizowanych projektów rozwijał zebrane doświadczenia formułując w efekcie cel, zakres i tezy pracy, które następnie zrealizował i zweryfikował w kolejnych badaniach transformatorów TONRLc 31500/120 oraz TONRLa 120000/225.

Dzięki prowadzonym pracom badawczym autor zrealizował ogólny cel rozprawy udowadniając, że możliwy jest skuteczny pomiar temperatury w punktach gorących części aktywnej transformatora. Wykorzystując metodę numerycznego wyznaczenia miejsc instalacji czujników pomiarowych przeprowadził pomiary weryfikujące z użyciem światłowodowych czujników optycznych.

W zakresie rozprawy doktorskiej autor zrealizował następujące cele szczegółowe:

- rozpoznał i praktycznie zastosował w badaniach nowych transformatorów trzy systemy pomiarowe różnych producentów, weryfikując ich skuteczność metrologiczną podczas fabrycznych prób końcowych transformatorów (FAT),
- wykonał i przedstawił symulacje obliczeniowe wraz z analizą wyników prowadzącą do wskazania cewek uzwojeń, w których należy oczekiwać wystąpienia najwyższych temperatur określanymi jako punkty gorące,
- przedstawił wytyczne technologiczne wykonania prawidłowej instalacji systemu optycznego w uzwojeniach wysokonapięciowych transformatorów dużej mocy, przy bezpiecznym zachowaniu ciągłości ochrony przez układ izolacyjny,
- zrealizował pomiary temperatury punktów gorących, które były wykonywane w sposób ciągły, w trakcie prób cieplnej wybranych transformatorów,
- przeprowadził analizę porównawczą otrzymanych wyników obliczeń z wynikami pomiarów wykonanych z użyciem światłowodowych czujników optycznych.

Na podstawie przeprowadzonych badań autor przedstawił następujące wnioski szczegółowe:

- W doktoracie udowodniono, że przedstawiona w pracy metoda pomiaru pozwala na pełną i wiarygodną kontrolę temperatury w punktach gorących transformatorów,
- Dla prawidłowego i skutecznego wykorzystania światłowodowego systemu pomiarowego decydujące jest właściwe określenie punktów montażu czujników,
- Doktorant udowodnił, że możliwe jest prawidłowe określenie punktów instalacji czujników na podstawie wykonanych symulacji rozkładów temperatur,
- Wykorzystując zaawansowane oprogramowanie komputerowe opracowano metodykę prawidłowego rozmieszczenia punktów pomiarowych, która została zweryfikowana podczas prób nagrzewania transformatorów,
- W trakcie badań stwierdzono, że właściwym miejscem do instalacji czujnika mierzącego temperaturę punktu gorącego jest uzwojenie fazy V (uzwojenie środkowe)

transformatora, co jest spowodowane najprawdopodobniej tym, że ma ono najgorsze warunki chłodzenia w wyniku osłonięcia przez pozostałe fazy. Tym samym można ograniczyć instalację czujników pomiarowych tylko do środkowej fazy transformatora.

- Rzeczywisty punkt gorący dla wytypowanej obliczeniowo cewki jest zlokalizowany w strefie osłoniętej przez jarzmo górne rdzenia transformatora, co potwierdziły badania transformatora TONRLa 120000/225. Powinna to być strefa instalacji czujników optycznych, a pomiar wykonany w tym punkcie może być bazą oceny czasu życia izolacji głównej transformatora.
- Stosowane powszechnie metody pomiaru temperatur transformatorów pozwalają jedynie na wyznaczenie uśrednionych wartości temperatur uzwojeń, a wartość maksymalna jest uzyskiwana dzięki kalibrowanemu modelowi cieplnemu, co może być obciążone istotnym błędem.
- Pomiary przeprowadzone przez doktoranta z zastosowaniem światłowodowych czujników optycznych potwierdziły możliwość skutecznego ich wykorzystania do pomiaru temperatury części aktywnej transformatorów o napięciu do 420 kV.
- Doktorant wykazał, że wykorzystywana metoda pomiarowa charakteryzuje się dużo mniejszą inercją niż stosowana dotychczas metoda rezystancyjna. Wszelkie zmiany w obciążeniu transformatora mają natychmiastowe odzwierciedlenie w wartości pomiarowej temperatury.
- Jak wykazują wyniki pomiarów i obliczeń przeprowadzonych przez autora w ramach pracy dla transformatorów TONRLc 31500/120 i TONRLa 120000/225, zostały one zaprojektowane w sposób zoptymalizowany pod względem termicznym. Potwierdziły to wyniki uzyskane podczas prób końcowych transformatorów zestawione z kryteriami, które dopuszczają aktualne normy.
- Pomiary z zastosowaniem światłowodowych czujników optycznych pozwalają na ciągły pomiar rzeczywistej wartości temperatury punktu gorącego w obszarach, w których pomiar był do tej pory niemożliwy, ze względu na wysokie napięcia napięciowe. Uzyskano zdolność rejestracji temperatury decydującej o stopniu zatarzenia izolacji papierowo-olejowej.
- Na podstawie analizy wyników przeprowadzonych obliczeń i pomiarów autor określił, że najmniej korzystne warunki chłodzenia mają uzwojenia DN. W badanych przypadkach było to uzwojenie wewnętrzne, przy rdzeniu, o najtrudniejszym dostępie czynnika chłodzącego. Pracuje ono przy stałej gęstości prądu, niezależnie od ustawionego zaczeptu przełącznika. Tym samym jego izolacja jest zawsze w równym stopniu degradowana cieplnie. Odmienna sytuacja występuje w przypadku uzwojeń GN i GNR, które w zależności od zmiany zaczeptu przełącznika, zmieniają gęstości prądu. Tym samym temperatury tych uzwojeń zmieniają się w szerokim zakresie.
- Doktorant zaleca stosowanie czujników rezerwowych dublujących pomiar, ponieważ wymiana czujników jest niemożliwa bez demontażu części aktywnej transformatora.
- Autor wykazał, że pomiar temperatury punktu gorącego czujnikami światłowodowymi pozwala na najszybsze ustalenie najistotniejszego dla procesu starzeniowego parametru jakim jest temperatura.

- Pomiar może być prowadzony w sposób ciągły, a dane są rejestrowane, co stwarza możliwość ich analizy i dalszego przetworzenia.
- Szczególnym zagrożeniem dla transformatora są przeciążenia krótkotrwałe, niejednokrotnie wymagane przez użytkowników eksploatujących zamawiane jednostki. Kontrola temperatury punktu gorącego jest szczególnie istotna w tych przypadkach, ponieważ w czasie przeciążeń może dochodzić do znaczącego punktowego osłabienia wytrzymałości mechanicznej, a w konsekwencji i elektrycznej izolacji. Osłabiona zostaje tym samym wytrzymałość zwarciowa uzwojeń, a ewentualne działanie sił zwarciowych w tych strefach może być przyczyną uszkodzenia izolacji, poważnych awarii, a w konsekwencji długotrwałego wyłączenia transformatora.
- Dotychczas stosowana rezystancyjna metoda pomiaru średniej temperatury uzwojeń obciążona była czynnikiem bezwładności związanym z czasem niezbędnym na odłączenie zasilania, demontaż zwory i podłączenie aparatury pomiarowej, a uzyskanie końcowego wyniku pomiaru wymagało użycia wzoru aproksymacyjnego. Wyznaczenie temperatury punktu gorącego uzwojenia wymagało przeliczenia z użyciem współczynników o przybliżonych wartościach. Zastosowana przez autora metoda realizująca bezpośredni pomiar temperatury punktu gorącego w uzwojeniu transformatora przy użyciu systemu światłowodowego pozbawiona jest tej wady.

W niniejszej dysertacji autor udowodnił postawione na wstępie tezy:

- Możliwe jest efektywne wykorzystanie czujników światłowodowych do pomiaru temperatury w punktach gorących części aktywnej transformatorów dużej mocy i precyzyjne określenie rzeczywistej temperatury części aktywnej transformatorów.
- Na podstawie wyników modelowania rozkładu pola temperaturowego w izolacji głównej transformatora możliwe jest dokładne wskazanie właściwych punktów instalacji światłowodowych czujników optycznych do pomiaru temperatury w tzw. punktach gorących.

10. Podsumowanie

Rozwój metod pomiarowych jest w ostatnich latach ukierunkowany głównie na systemy pozwalające stale kontrolować parametry transformatora w sposób on-line. Dotyczy to nie tylko warunków normalnej ich eksploatacji, ale ma też szczególne znaczenie w stanach przeciążenia. Dzięki stałemu monitoringowi strategicznych jednostek transformatorowych zyskujemy możliwość kontroli bezpiecznej pracy tych urządzeń jako elementu całego systemu elektroenergetycznego. Ma to szczególne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej przez Operatora Systemu Przesyłowego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych [59, 115].

Przykładem stosowanych metod monitoringu transformatorów mogą być: metoda DGA, monitoring WNZ, monitoring izolatorów przepustowych. Do grupy tych metod możemy zaliczyć również pomiar temperatur z użyciem optycznych czujników światłowodowych. Tematyka zrealizowanej rozprawy wpisuje się zatem w ogólny trend rozwoju bezinwazyjnej diagnostyki i monitoringu on-line wybranych wskaźników transformatora.

Przedstawione w ramach niniejszej pracy ograniczenia i wady dotychczasowych metod pomiaru temperatury części aktywnej transformatora wykazały, że konieczne jest poszukiwanie skuteczniejszych rozwiązań. Przeprowadzone dotychczas badania i praktyczne zastosowania potwierdzają, że należy postawić na rozwój metodyki pomiarowej opartej na czujnikach optycznych.

W rozprawie przedstawiono realizację i sposób weryfikacji diagnostyki on-line z użyciem światłowodowego systemu pomiaru temperatury. Na podstawie przeprowadzonych badań eksperymentalnych dokonano sprawdzenia wyboru miejsca instalacji czujników optycznych, zarówno pod kątem danej fazy, jak i samej cewki uzwojenia. W tym celu doktorant przeprowadził i przedstawił wyniki prac badawczych zrealizowanych na dwóch różnych typach transformatorów dużej mocy: TONRLc 31500/120 i TONRLa 120000/225. Na podstawie rezultatów modelowania numerycznego rozkładu pola temperaturowego, w sposób skuteczny określił punkty gorące, w których zainstalowano czujniki światłowodowe. W ramach pracy autor udowodnił, że możliwe jest efektywne wykorzystanie sensorów optycznych do pomiaru temperatury w punktach gorących części aktywnej transformatorów energetycznych. Wykonane pomiary potwierdziły także, że użycie czujników światłowodowych umożliwia precyzyjne określenie rzeczywistej temperatury części aktywnej transformatorów. Proces pomiaru realizowany jest z dużą szybkością i niewielką inercją na zmiany obciążenia.

Zaawansowane projektowanie, pomiar i kontrola temperatur transformatora w trakcie prób końcowych oraz podczas eksploatacji gwarantuje jego długotrwałą i bezpieczną pracę, a wykorzystanie metody pomiaru z użyciem czujników optycznych wpisuje się w oczekiwania podmiotów związanych z transformacją poziomów napięć.

Praca może stanowić wzorzec postępowania w zakresie instalacji światłowodowych czujników temperatury w transformatorach olejowych o dowolnych mocach. Przedstawione w rozprawie doktorskiej rozwiązanie zostało w ciągu siedmiu lat badań wdrożone praktycznie w 16-tu zrealizowanych już przez autora instalacjach. Dodatkowym aspektem zrealizowanych badań było przeprowadzenie instalacji czujników optycznych w uzwojeniach transformatora o napięciu 420 kV i mocy 270 MVA i wykonanie pomiarów wewnątrz podsterowanego układu chłodzenia transformatora o mocy 125 MVA. Wdrożenia, które przeprowadził doktorant

zostały zrealizowane głównie na transformatorach zainstalowanych i pracujących w polskich elektrowniach, sieciach energetycznych oraz zakładach wytwórczych. Ze względu na ograniczoną objętość pracy autor przedstawił tylko mały fragment przeprowadzonych przez siebie badań.

Podsumowując rozprawę można stwierdzić, że otwiera ona kolejne nowe możliwości badawcze. Wg. autora pracy w przyszłości zasadne będzie podjęcie prac badawczych związanych z analizą i przetwarzaniem danych mierzonych systemami optycznymi. Dane te w przyszłości mogą posłużyć do budowy skutecznych modeli oceny stopnia zestarzenia izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych. Otrzymane wyniki rzeczywistych przyrostów temperaturowych od stopnia obciążenia danego transformatora mogą posłużyć także do dalszej optymalizacji konstrukcji transformatorów bądź ich układów chłodzenia. Korzystając z dokładnego pomiaru temperatury w punktach gorących można starać się także określić korelację parametrów termicznych panujących wewnątrz kadzi, a aktualnym stanem układu izolacyjnego. Poszukiwać nie tylko ogólnego, przeliczeniowego przełożenia mierzonej temperatury na czas życia izolacji, lecz próby efektywnego wykorzystania tych informacji, np. do modelowego oszacowania stopnia depolimeryzacji celulozy.

Autor pracy planuje w przyszłości prowadzić dalsze prace badawcze w tym zakresie, korzystając z możliwości zbierania danych eksploatacyjnych i możliwości uczestniczenia w oględzinach oraz badaniach eksploatowanych transformatorów wysokich napięć.

Abstract

Application of optical methods in diagnostics of high power transformers insulation

Limitations of the used temperature measurement methods cause that the obtained results are not completely reliable, and the thermal calculations based on estimations carried out with many coefficients do not guarantee sufficient accuracy and reliability in assessing the remaining lifetime of the transformer. The author within this dissertation has analyzed the disadvantages and limitations of the current methods of measuring the temperature of the transformer active parts. The main disadvantage of the current methods is lack of possibility of their safe application in high voltage zones. As a result of development of optical measuring technologies and application of optical fibers for temperature measurements in the transformers, it is possible to measure effectively the temperatures of any transformer active part elements. Optical temperature measurement systems based on fiber optics are constantly improved since the 1980s. The author carried out his own research works by installing optical fibers directly in the windings of high-voltage transformers. Based on the results of numerical modeling of the temperature distribution, the author effectively identified the hot spots to install fiber optic sensors. In order to do safe measurements the author presented the method of safe installation of the measuring system.

As part of the conducted researches, the author accomplished the general goal of this dissertation, specifying the possibilities of using the optical temperature measuring method in the diagnostics of high power transformer insulation, based first on calculating, and then on indicating the points where the optical temperature sensors should be placed in the transformer windings. Giving consideration to the limitation that the sensors allow measurement only in one previously defined point, which cannot be changed after the installation, the author focused on correct and precise determining of the installation points. The author also assessed the effectiveness of the implemented optical fibers in comparison to the methods used until now.

The dissertation presents how to implement and verify the fiber optics to measure the transformer temperatures on-line. Based on the carried out experimental tests, there were selected the installation points of the fiber optics and they were practically verified during transformer final tests in terms of correctness of the hottest phase and selection of the hottest coil in the winding. The author carried out and presented the results of calculations and tests of two different types of high-power transformers: TONRLc 31500/120 and TONRLa 120000/225. In the tested transformers, the author used two different ways of locating the optical fibers.

The researches were practically implemented by the author in 16 transformers in last seven years. The measuring results confirmed that application of fiber optics enables precise determination of real temperatures of transformers active parts. The measuring process is carried out immediately, allowing quick estimation of transformer operating condition.

The dissertation is a proposal how to conduct the correct fiber optics installation to measure the temperatures in the oil transformers.

Spis literatury

1. ABB-Group: Transformer Handbook. Quality. 213 (2004).
2. Abu-Elanien, A.E.B., Salama, M.M.A.: Survey on the transformer condition monitoring. LESCOPE'07 - 2007 Large Eng. Syst. Conf. Power Eng. 187–191 (2007).
3. Adamowicz A.: Analiza wpływu temperatury oraz stopnia zawilgocenia i zesterzenia izolacji celulozowo-olejowej na parametry modelu Cole-Cole wyznaczone przy wykorzystaniu metody spektroskopii częstotliwościowej FDS. (2015).
4. Ampero: Karta czujnika rezystancyjnego. (2017).
5. Arshad, M., Islam, S.M.: Significance of cellulose power transformer condition assessment. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 18, 5, 1591–1598 (2011).
6. Arvind, D. et al.: Condition monitoring of power transformer: A review. Transm. Distrib. Conf. Expo. 2008. IEEE/PES. 1–6 (2008).
7. Aubin, J. et al.: Optimum Transformer Cooling Control with Fiber Optic Temperature Sensors. 55, 1–8 (2008).
8. Aubin, J., Hydro, M.: Transformer winding hot spot temperature determination. April, (2007).
9. Baburao, K. et al.: The experience of DP and furan in remnant life assessment of power transformer. In: Proceedings of 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, CMD 2008. pp. 555–558 (2007).
10. Bagheri, M. et al.: Dean-Stark vs FDS and KFT methods in moisture content recognition of transformers. In: PECon 2012 - 2012 IEEE International Conference on Power and Energy. pp. 712–717 (2012).
11. Baird, P.J. et al.: Non-destructive measurement of the degradation of transformer insulating paper. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 13, 2, 309–318 (2006).
12. Bartley, W.: Analysis of Transformer Failures. In: International Association of Engineering Insurers 36th Annual Conference. pp. 1–13 (2003).
13. Bengtsson, C.: Status and trends in transformer monitoring. IEEE Trans. Power Deliv. 11, 3, 1379–1384 (1996).
14. Berube, J.: Recent Developments in Temperature Measurement Using Fiber Optic Sensors. March, (2014).
15. Berube, J.: Transformer Rewind Shops , as a potential market for Neoptix Temperature Fiber Optic Sensor Products. November, 1–4 (2011).
16. Bérubé, J.N., Aubin, J.: The use of fiber optic temperature sensors to control transformer cooling. (2010).
17. Bi, J. et al.: A transformer failure rate model concering aging process and equipment inspection data. POWERCON 2014 - 2014 Int. Conf. Power Syst. Technol. Towar. Green, Effic. Smart Power Syst. Proc. Powercon, 1363–1367 (2014).
18. Van Bolhuis, J.P. et al.: Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation. IEEE Trans. Power Deliv. 17, 2, 528–536 (2002).
19. Bródka B. et al.: Obliczanie wydajności układu chłodzenia ON-AN transformatora energetycznego średniej mocy. Politech. Poznańska. 82, (2015).
20. Clark, F.M.: Insulation Materials for Design and Engineering Practice, (1962).
21. Dionne, P., Optic, F.: Real-Time Temperature Monitoring of 13 . 7 kV Breaker Outputs

- Using Fiber Optic. March 2013, 1–8.
22. DOMBEK, G. et al.: Konsekwencje zestarzenia cieczy elektroizolacyjnej na efektywność chłodzenia transformatora. *Pozn. Univ. Technol. Acad. Journals. Electrical*, 85, 303–312.
 23. Dong, B. et al.: FIBER OPTIC SENSORS FOR ON-LINE, REAL TIME POWER TRANSFORMER HEALTH MONITORING. (2012).
 24. Du, Y.: Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems. *IEEE Electr. Insul. Mag.* 15, 1, 11–20 (1999).
 25. Dwivedi, C.K., Daigavane, M.B.: Evaluation of moisture content in paper-oil of aged power transformer using RVM. In: 2009 2nd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, ICETET 2009. pp. 470–475 (2009).
 26. E., J.: *Transformatory. Podstawy teoretyczne*. WNT (1965).
 27. Emilio, B. et al.: Dissolved Gas Analysis , The Heart of On-Line Transformer Monitoring. (2014).
 28. Emilio, B., Cruz, M.: *Power Transformers : Overview Factors on Assessing Insulation Life*.
 29. Emsley, A.M. et al.: Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Effects of ageing on the tensile strength of paper. *Sci. Meas. Technol. IEE Proc.*, 147, 6, 285–290 (2000).
 30. *Energo-Complex: Advanced transformers diagnostics*. 1–6 (2017).
 31. *Energopomiar-Elektryka: Ramowa Instrukcja Eksploatacji Trnasformatorów*, (2012).
 32. Essex: CTC Insulation Types Paper, https://www.superioressex.com/MagnetWire/CTC/Paper_Insulation.aspx.
 33. EthosEnergy Poland S.A.: Protokoły pomiarów z prób końcowych transformatora TONRLa 120000/225, (2017).
 34. EthosEnergy Poland S.A.: Protokoły pomiarów z prób końcowych transformatora TONRLc 31500/120. (2016).
 35. Feng, D. et al.: Evaluation of power transformers’ effective hot-spot factors by thermal modeling of scrapped units. *IEEE Trans. Power Deliv.* 29, 5, 2077–2085 (2014).
 36. Feng, D.Y. et al.: Modeling thermal life expectancy of the UK transmission power transformers. *High Volt. Eng. Appl. (ICHVE)*, 2012 Int. Conf. 3, 540–543 (2012).
 37. Fernández, F.O. et al.: Transformer health indices calculation considering hot-spot temperature and load index. *IEEE Electr. Insul. Mag.* 33, 2, 35–43 (2017).
 38. Fiso, Roctest-Group: Nortech product line. Presented at the (2009).
 39. Fofana, I. et al.: Drying of Transformer Insulation using Zeolite. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine*. pp. 20–30 (2004).
 40. Gao, J. et al.: Condition diagnosis of transformer oil-paper insulation using dielectric response fingerprint characteristics. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 23, 2, 1207–1218 (2016).
 41. García, B. et al.: A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part I: Theoretical foundation. *IEEE Trans. Power Deliv.* 20, 2 II, 1417–1422 (2005).
 42. García, B. et al.: Determination of Water Content in Transformer Solid Insulation by Frequency Domain Spectroscopy. (2005).
 43. Glinkin, Chichyov: Monitoring of 110 kV power transformers. *УДК 621.332*. 1, 179–

- 186 (2011).
44. Gray, I.A.R.: Evaluation of Transformer Solid Insulation. (2006).
 45. Greene, P.R., Street, M.: Weidmann - Product Catalogue. Bull. Math. Biol. 47, 6, 757–764 (1985).
 46. Halina, A.: Podstawy fizyczne optoelektroniki i telekomunikacji światłowodowej. (http://mitr.p.lodz.pl/raman/rozdzial6_M-A_M.pdf).
 47. Haritha, V.V.S.S. et al.: Thermal modeling of electrical utility transformer. Power Syst. 2009. ICPS '09. Int. Conf. 597–602 (2009).
 48. Hasterman Z., Mosiński F., M.A.: Wytrzymałość elektryczna transformatorów energetycznych. WNT Warszawa (1983).
 49. Hawkins, S.: Fibre Optic Temperature Measurement for Transformer Monitoring Introduction to LumaSense Technologies. (2016).
 50. Heathcote, M.J., Franklin, D.P.: The J & P Transformer Book: A Practical Technology of the Power Transformer. J P Transform. B. 945 (1998).
 51. <http://www.atefgroup.com>: izolacje.
 52. <http://www.chandra-group.com>: Fotografia.
 53. IEC-60076-7: IEC-60076-7:2005 Przewodnik obciążania transformatorów.
 54. IEC: Vocabulaire Electrotechnique International Chapitre 726: Transmission lines and waveguide. (1982).
 55. IEC 60599: Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. 3, 1–69 (2015).
 56. IEEE: C57.100-2011 IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers. (2011).
 57. IEEE: C57.154.2012 IEEE Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers Using High-Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures. (2012).
 58. Ishak, M.T., Wang, Z.: Transformer hotspot temperature calculation using IEEE Loading Guide. Proc. 2008 Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis, C. 2008. 1017–1020 (2007).
 59. J.Paska; et al.: Pojęcia bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności systemu elektroenergetycznego w różnych horyzontach czasowych Definicja niezawodności systemu elektroenergetycznego. Arch. Energ. tom.XXXIX. 1, 47–63 (2009).
 60. Jauregui-Rivera, L. et al.: Improving reliability assessment of transformer thermal top-oil model parameters estimated from measured data. IEEE Trans. Power Deliv. 24, 1, 169–176 (2009).
 61. Jerzy Buchacz: Analiza zesterzenia izolatorów przepustowych typu OIP za pomocą metody FDS i wyników badań oleju. Rozpr. doktorska, Politech. Opol. (2015).
 62. Jezierski E.: Transformatory. Budowa i projektowanie. WNT Warszawa (1963).
 63. Joshi, A., Aaradhi, P.: Dielectric Diagnosis of EHV current Transformer Using Frequency Dielectric Diagnosis of EHV current Transformer. (2017).
 64. Jurčik, J., Gutten, M.: Analysis transformer insulation by PDC method. PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY. ISSN 0033-2097, (2013).
 65. Karlsson, S.: A review of lifetime assessment of transformers and the use of Dissolved Gas Analysis. (2007).
 66. Kennedy, S.P. et al.: Hot Spot Studies for Sheet Wound Transformer Windings. 80th Int.

- Conf. Doble Clients. 1–11 (2013).
67. Khayam, U. et al.: Study on Dissolved Gas Due To Thermally Degraded Insulating Paper in Transformer Oil. *Procedia Technol.* 11, Icteei, 257–262 (2013).
 68. Khederzadeh, M.: Transformer overload management and condition monitoring. *Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Electr. Insul.* 116–119 (2008).
 69. Kisielewski, P., Hamera, J.: Obliczenia cieplne transformatora. *Przegląd Elektrotechniczny.* 87, 3, 320–323 (2011).
 70. Knappek, W., Foley, J.: Dielectric Response Analysis of Transformers Moisture Estimation in Insulation. (2009).
 71. Kruczek, T.: Analiza wpływu czynników zewnętrznych na wyniki termowizyjnego pomiaru temperatury. In: *Materiały V Krajowej Konferencji – Termografia i Termometria w Podczerwieni.* (2002).
 72. Kruczek, T.: Kamery termowizyjne - zasada działania i zastosowania w diagnostyce instalacji. *Chłodnictwo i klimatyzacja.* 5, (2013).
 73. Kulik, A.: Aspekty zastosowania światłowodowego pomiaru temperatury punktów gorących w wysokonapięciowych uzwojeniach transformatorów dużych mocy. *Przegląd Elektrotechniczny.* 1, 11, 43–48 (2017).
 74. Kulik, A. et al.: Implementation and technical realization, by EthosEnergy Poland S.A., of the anti-explosion technology Transformer Protector, Zastosowanie systemu ochrony przeciwwybuchowej Transformer Protector na przykładzie realizacji projektu budowy zespołu transform. *Przegląd Elektrotechniczny.* 91, 10, (2015).
 75. Kulik, A.: Proces suszenia izolacji transformatorów w zakładzie produkcyjno-remontowym, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa - Transformator'13 (2013).
 76. Kulik, A., Kozakiewicz, A.: The development of production of power transformers in TurboCare Poland SA | Produkcja nowych transformatorów w TurboCare Poland S.A. z zastosowaniem energooszczędnych i innowacyjnych rozwiązań konstrukcyjnych. *Prz. Elektrotechniczny.* 90, 1, (2014).
 77. Kulkarni, S. V., Khaparde, S.A.: *Transformer Engineering Design and Practice.* (2004).
 78. Kumar Saha, T.: Review of polarisation measurements for assessing insulation condition in aged transformers.
 79. Kweon, D.J. et al.: A study on the hot spot temperature in 154kV power transformers. *J. Electr. Eng. Technol.* 7, 3, 312–319 (2012).
 80. LAI SIN PIN: Furan measurement in transformer oil by UV-VIS spectroscopy using fuzzy logic approach. (2009).
 81. Lepich, M.: Zastosowanie metody PDC do oceny stanu izolacji aramidowo-olejowej stosowanej w transformatorach energetycznych dużych mocy. (2016).
 82. Liland, K.B. et al.: Ageing of oil impregnated thermally upgraded papers: Oxidation and hydrolysis. In: *Proceedings - IEEE International Conference on Dielectric Liquids.* (2011).
 83. Lumasense: LumaTEST Monitor. (2011).
 84. LumaSense, Technologies: LumaSHIELD instrukcja obsługi. (2010).
 85. M.N.Bandyopadhyay: Condition Monitoring for Power Transformer. *Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis.* 323–324 (2008).

86. Malewski, R. et al.: Condition Assessment of Medium-Power Transformers using Diagnostic Methods: PDC, FDS, FRA to Support Decision To Modernize or Replace Service-Aged Units. Cigré Wg a2-209. April 2014, 1–9 (2008).
87. Martins, M.: Vegetable oils, an alternative to mineral oil for power transformers-experimental study of paper aging in vegetable oil versus mineral oil. IEEE Electr. Insul. Mag. 26, 6, 7–13 (2010).
88. Meshkatoddini, M.R.: Aging Study and Lifetime Estimation of Transformer Mineral Oil. Am. J. Eng. Appl. Sci. 1, 4, 384–388 (2008).
89. Messko: Trasy. Pointer Thermometer. Operating Instructions. (2014).
90. Messko: ZT-F2.1 Transformer temperature transmitter. Operating Instructions. (2014).
91. Miyagi, K. et al.: Evaluation of Aging for Thermally Upgraded Paper in Mineral Oil. J. Int. Counc. Electr. Eng. 1, 2, 181–187 (2011).
92. MTE: HYDROCAL 1009 Multi-Gas-in-Oil Analysis System. (2017).
93. Nagi Hassan Karroud, E. et al.: Pressure Relief Valve efficiency calculations by comparison to the Sergi Transformer Protector during transformer short-circuit. (2001).
94. Nortech, Fiso: Fiberoptic Optic Monitor Sentinel II.
95. Oehlmann, K.P., Mao, L.: Evaluation of distribution network transformer dissolved gas analysis (DGA) data. In: Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. (2012).
96. Ohta, S.: Temperature Classes of Electrical Insulators. (1985).
97. P.S.Amaro, M.Facciotti, P.L.Lewin, J.A.Pilgrim, R.C.D Brown, G.Wilson, P.N.J.: Investigation of the electric and chemical processes causing the failure event in a Copper Sulfide related Transformer Failure. June, 7–10 (2015).
98. Patil, S.S., Chaudhari, S.E.: An attempt to investigate the transformer failure by using DGA and SFRA analysis. Proc. IEEE Int. Conf. Prop. Appl. Dielectr. Mater. 1–4 (2012).
99. Perrier, C. et al.: DGA comparison between ester and mineral oils. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 19, 5, 1609–1614 (2012).
100. Pezeshki, H. et al.: Impact of high PV penetration on distribution transformer insulation life. IEEE Trans. Power Deliv. 29, 3, 1212–1220 (2014).
101. Pharmasetiawan, B. et al.: Development of transformer monitoring system for condition-based maintenance in PT. PLN Java-Bali transmission and load dispatch center. Proc. 2012 IEEE Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis, C. 2012. September, 554–556 (2012).
102. Picher, P. et al.: Optimization of transformer overload using advanced thermal modelling. 43rd Int. Conf. Large High Volt. Electr. Syst. 2010, CIGRE 2010. (2010).
103. Prevost, T.A.: Degradation of Cellulose Insulation in Liquid-Filled Power Transformers. Tech Conf. New Diagn. Concepts. (2005).
104. PSE: Instrukcja organizacji i wykonywania prac eksploatacyjnych na stacjach i liniach. II.1. Transformatory i dławiki, (2015).
105. Qualitrol: A Training Session, Neoptix Fiber-Optic Thermometers. May, (2014).
106. Qualitrol: T/Guard 405TM - Instrukcja obsługi. 04, (2014).
107. Radakovic, Z., Feser, K.: A new method for the calculation of the hot-spot temperature in power transformers with ONAN cooling. IEEE Trans. Power Deliv. 18, 4, 1284–1292 (2003).
108. Reinhausen, M.: On-load tap-changer VacuTap VV. Technical data., (2017).

109. Rivera, H.L. et al.: Measurements of mechanical vibrations at magnetic cores of power transformers with fiber-optic interferometric intrinsic sensor. *IEEE J. Sel. Top. Quantum Electron.* 6, 5, 788–797 (2000).
110. Robinson Neil: Liquid chromatography and its application in transformer oil analysis. *Tech. Bull.* (2012).
111. Saha, T.K., Purkait, P.: Investigations of temperature effects on the dielectric response measurements of transformer oil-paper insulation system. *IEEE Trans. Power Deliv.* 23, 1, 252–260 (2008).
112. Sahoo, B.K.: Direct Measurement of Transformer Winding. 3109–3115 (2017).
113. Saravolac, M.P. et al.: The use of optic fibres for temperature monitoring in power transformers. *Inst. Electr. Eng.* 1–3 (1994).
114. Särneroth, O.: Insulation Materials. 1–21 (2014).
115. Strzoda, A.J., Skrzypiec, M.: Czy jesteśmy przygotowani na blackout ? *Koncern.* (2007).
116. Susa, D. et al.: Temperature rises in an OFAF transformer at OFAN cooling mode in service. *IEEE Trans. Power Deliv.* 20, 4, 2517–2525 (2005).
117. Swift, G.W. et al.: Adaptive transformer thermal overload protection. *IEEE Trans. Power Deliv.* 16, 4, 516–521 (2001).
118. Szrot, M.J.S.: Diagnostyka zawilgocenia transformatorów z zastosowaniem pomiaru RVM + PDC. (2008).
119. Taheri, S. et al.: Estimation of hot spot temperature in distribution transformer considering core design using FEM. *2008 IEEE 2nd Int. Power Energy Conf. PECon 08*, 1408–1413 (2008).
120. Taheri, S. et al.: Modeling and simulation of transformer loading capability and hot spot temperature under harmonic conditions. *Electr. Power Syst. Res.* 86, 68–75 (2012).
121. Tauron, Dystrybucja: Specyfikacja Istotnych Warunków Zamówienia. 2018/TD-CN/TD-CN/01090/S. (2018).
122. TeNyeahuis, E.G. et al.: Calculation of core hot-spot temperature in power and distribution transformers. *IEEE Trans. Power Deliv.* 17, 4, 991–995 (2002).
123. Terman: Bimetallic Thermometers type : TB 80 - TB 100. 1–4 (2009).
124. Termann: Wskaźnik temperatury oleju do transformatorów mocy , typ MSRT 150 - Instrukcja producenta. 1–9 (2015).
125. Thermo-product Czaki: Temperature sensor. (2015).
126. Treman: Wskaźnik temperatury uzwojeń MSRT 150W.PDF.
127. Verma, P. et al.: Diagnostics Techniques of Power Transformer. *Int. Conf. Comput. Electr. Eng.* 3–7 (2009).
128. Villarroel, R. et al.: Comparison of the drying times for kraft paper and pressboard in transformer factory drying. In: *Proceedings - 2012 20th International Conference on Electrical Machines, ICEM 2012*. pp. 1233–1237 (2012).
129. Wang, W. et al.: Distribution Of Moisture In Oil Immersed Pressboard Under Transient Temperature Condition. 2009, 897–900 (2012).
130. Ward, B.: A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers. *Electr. Insul. Mag. IEEE.* 16–23 (2001).
131. Warne, D.F.: *Newnes Electrical Power Engineer's Handbook*, Second Edition. (2005).
132. Wędrychowicz, W.: Pomiar temperatury termoelementami rezystancyjnymi

- metalowymi i półprzewodnikowymi. 2, (2015).
133. Wilk, M. et al.: A design of autotransformer ANER3La 330000/410 manufactured by EthosEnergy Poland S.A. *Przełąd Elektrotechniczny*. 93, 11, (2017).
 134. Wolny, S.: Diagnostyka stanu izolacji papierowo-olejowej z wykorzystaniem wybranych parametrów napięcia powrotnego. *Przełąd Elektrotechniczny*, 1, 10, 214–217 (2008).
 135. Xiaoyang, T. et al.: A transformer online fault monitoring and diagnosis embedded system based on TCP/IP and Pub/Sub new technology. *Prop. Appl. Dielectr. Mater.* 2003. Proc. 7th Int. Conf. 1, 467–470 vol.1 (2003).
 136. Yousof, M.F.M. et al.: Examining the ageing of transformer insulation using FRA and FDS techniques. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 22, 2, 1258–1265 (2015).
 137. Zhang, X.: Stranded Core Transformer Loss Analysis. Master's Diss. (2008).
 138. Zheng, P. et al.: Research on A Networked Optical Fiber Temperature Sensor of Large Power transformer windings. 515–518 (2006).
 139. ASTM D982-16 Standard test method for organic nitrogen in paper and paperboard. (2016).
 140. <https://www.gegridsolutions.com/md/catalog/transportx.htm>.
 141. Monitoring of Power Transformer Winding Temperature Using Robust Fiber Optic Sensing System.
 142. Nortech, Fiso - Product Catalog.
 143. PN-EN 60076-1: Transformatory - część 1: Wymagania ogólne.
 144. PN-EN 60076-1 Transformatory wymagania ogólne. 1, (2015).
 145. PN-EN 60076-2: 2001 Transformatory. Przyrosty temperatur. 53, 9, 1689–1699 (2013).
 146. PN-EN 60076-2: Transformatory część 2: Przyrosty temperatur dla transformatorów olejowych. (2011).
 147. PN-EN 60450 Pomiar średniego lepkościowego stopnia polimeryzacji nowych i starzonych elektroizolacyjnych materiałów celulozowych. (2005).
 148. PN-EN 60751 Czujniki platynowe przemysłowych termometrów rezystancyjnych i platynowe czujniki temperatury. (2009).
 149. PN-EN 61198 Mineralne oleje izolacyjne -- Metody oznaczania 2-furfuralu i związków pokrewnych. 61198 (2002).