POLITECHNIKA POZNAŃSKA
WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI

ROZPRAWA DOKTORSKA

Przemysław Tadeusz Gościński

Narzędzie służące do obliczania pola temperaturowego transformatora energetycznego na etapie jego projektowania

Promotor:
prof. dr hab. inż Zbigniew Nadolny

Promotor pomocniczy:
dr inż. Bolesław Bródka

Poznań, 2019

SPIS TREŚCI

WYKAZ UŻYTYCH SYNBOLI..... 3
STRESZCZENIE..... 6
ABSTRACT..... 7
1. WSTĘP..... 8
2. WPROWADZENIE W OPARCIU O LITERATURĘ..... 9
2.1. Rozkład pola temperaturowego w transformatorze..... 9
2.1.1. Źródła ciepła w transformatorze..... 9
2.1.2. Układ chłodzenia..... 13
2.1.3. Współczynnik przejmowania ciepła *α*..... 20
2.1.4. Czynniki wpływające na współczynnik przejmowania ciepła *α*..... 24
2.1.5. Podsumowanie..... 26
2.2. Skutki wynikające z podwyższonej temperatury w transformatorze..... 27
2.2.1. Wprowadzenie..... 27
2.2.2. Zagrożenia..... 27
2.2.3. Korzyści..... 31
2.2.4. Podsumowanie..... 33
2.3. Projektowanie transformatorów z punktu widzenia pola temperaturowego..... 33
2.4. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α*..... 41
2.5. Podsumowanie..... 42
3. TEZA..... 45
4. CEL I ZAKRES PRACY..... 46
5. OBIEKTY BADAŃ..... 47
6. UKŁAD POMIAROWY..... 56
7. WYNIKI POMIARÓW ORAZ ICH ANALIZA..... 62
7.1. Wyniki pomiarów współczynnika przejmowania ciepła..... 62
7.2. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej..... 64
7.3. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q*..... 69
7.4. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom)..... 73
7.5. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od miejsca wyznaczenia jego wartości na elemencie grzejnym (górne, środkowe i dolne dla położenia pionowego; górne, boczne, dolne dla położenia poziomego)..... 75
7.6. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od długości elementu grzejnego..... 78
8. WNIOSKI..... 81
Literatura..... 83

WYKAZ UŻYTYCH SYMBOLI W PRACY

ΔP_{obc} - straty obciążeniowe [W],
$\Delta P_{obc\text{-}pod}$ - straty obciążeniowe podstawowe [W],
$\Delta P_{obc\text{-}dod}$ - starty obciążeniowe dodatkowe [W],
$\Delta P_{jał}$ - straty jałowe [W],
Q - ilość wydzielonego ciepła [J],
R - rezystancja przewodnika [Ω],
I - natężenie prądu płynącego przez przewodnik [A],
t - czas [s],
$\Delta P_{obc\ 75}$ - straty obciążeniowe w temperaturze 75°C [W],
m - liczba faz,
k_{75} - współczynnik strat dodatkowych przy temperaturze 75°C,
$l_{śr}$ - długość średnia zwoju [m],
z - liczba zwojów szeregowych,
s - przekrój przewodu [m^2],
γ_{75} - konduktywność elektryczna materiału zwoju w temperaturze 75°C [$S \cdot m^{-1}$],
R_{1st}, R_{2st} - zmierzone rezystancje uzwojeń fazowych (pierwotnego i wtórnego) [Ω],
I_1, I_2 - wartości skuteczne natężenia prądu w uzwojeniach pierwotnym i wtórnym [A],
ΔP_{his} - straty histerezowe w rdzeniu transformatora [W],
η - stała zależna od składu chemicznego i obróbki,
f - częstotliwość przemagnesowania żelaza [Hz],
B_m - wartość maksymalna indukcji [Gs],
χ - wykładnik potęgi, zależny od wartości maksymalnej indukcji B_m,
ΔP_{wir} - straty wiroprądowe w rdzeniu [W],
θ - współczynnik zależny od rodzaju blachy oraz zastosowanych jednostek,
d_b - grubość zastosowanej blachy [mm],
σ_k - współczynnik charakteryzujący kształt krzywej napięcia,
B - wartość maksymalna indukcji [Gs],
G_b - ciężar blach [kG],
Δp_{polar} - straty polaryzacyjne [$W \cdot m^{-3}$],
E - natężenie pola eklektycznego [$V \cdot m^{-1}$],
ω - pulsacja [s^{-1}],
ε - przenikalność elektryczna [$F \cdot m^{-1}$],
$tg\delta$ - współczynnik strat dielektrycznych,
$\Delta T_{cał}$ - całkowity spadek temperatury między źródłem ciepła, a powietrzem otaczającym transformator [°C],
ΔT_{uzw} - spadek temperatury w uzwojeniach [°C],
q_{uwz} - objętościowe obciążenie cieplne w uzwojeniach [$W \cdot m^{-3}$],
d_{uzw} - grubość zastosowanego uzwojenia [m],

λ_{uzw} - współczynnik przewodności cieplnej uzwojenia [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$],
ΔT_{pap} - spadek temperatury w izolacji papierowej [°C],
q_{pap} - powierzchniowe obciążenie cieplne w izolacji papierowej [$W \cdot m^2$],
d_{pap} - grubość zastosowanej izolacji papierowej [m],
λ_{pap} - współczynnik przewodności cieplnej papieru [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$],
ΔT_{polar} - spadek temperatury w izolacji papierowej spowodowany stratami polaryzacyjnymi [°C],
$\Delta T_{pap\text{-}ciecz}$ - spadek temperatury pomiędzy izolacją papierową, a cieczą elektroizolacyjną [°C],
$q_{pap\text{-}ciecz}$ - powierzchniowe obciążenie cieplne na granicy izolacji papierowej i cieczy elektroizolacyjnej [$W \cdot m^{-2}$],
$\alpha_{pap\text{-}ciecz}$ - współczynnik przejmowania ciepła cieczy elektroizolacyjnej przy powierzchni izolacji papierowej [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
c,n - stałe geometryczne zależne od rodzaju ruchu cieczy,
λ - współczynnik przewodności cieplnej [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$],
g - przyspieszenie ziemskie [$m \cdot s^{-2}$],
δ - wymiar charakterystyczny [m],
β - współczynnik rozszerzalności cieplnej cieczy [K^{-1}],
ΔT - różnica temperatury [°C],
ρ - gęstość cieczy [$kg \cdot m^{-3}$],
c_p - ciepło właściwe cieczy [$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$],
v - lepkość kinematyczna cieczy [$mm^2 \cdot s^{-1}$],
$\Delta T_{ciecz\text{-}kadź}$ - spadek temperatury pomiędzy cieczą elektroizolacyjną a kadzią [°C],
$q_{ciecz\text{-}kadź}$ - powierzchniowe obciążenie na granicy cieczy elektroizolacyjnej i kadzi [$W \cdot m^{-2}$],
$\alpha_{ciecz\text{-}kadź}$ - współczynnik przejmowania ciepła cieczy elektroizolacyjnej przy powierzchni kadzi [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
$\Delta T_{kadź}$ - spadek temperatury w kadzi [°C],
$q_{kadź}$ - powierzchniowe obciążenie cieplne na wewnętrznej powierzchni kadzi [$W \cdot m^{-2}$],
$d_{kadź}$ - grubość ścianki kadzi [m],
$\lambda_{kadź}$ - współczynnik przewodności cieplnej kadzi [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$],
$\Delta T_{kadź\text{-}pow}$ - spadek temperatury pomiędzy kadzią, a powietrzem [°C],
$P_{kadz\text{-}pow}$ - ciepło odprowadzane z powierzchni kadzi, równe sumie strat w transformatorze [W],
S_{kon} - rzeczywista konwekcyjna powierzchnia boczna kadzi [m^2],
γ - współczynnik korekcyjny, uwzględniający opory przepływu powietrza,
$\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}kon}$ - współczynnik przejmowania ciepła dla konwekcji na granicy kadzi i powietrza [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
S_{prom} - rzeczywista powierzchnia promieniowania kadzi równa iloczynowi wysokości radiatorów i długości obwiedni [m^2],

$\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}prom}$ - współczynnik przejmowania ciepła dla promieniowania na granicy kadzi i powietrza [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],

q - powierzchniowe obciążenie cieplne powierzchni schładzanej [$W \cdot m^{-2}$],

α_c - całkowity współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],

T_p - temperatura płynu [°C],

T_s - temperatura powierzchni ścianki [°C].

STRESZCZENIE

Przedstawiona poniżej rozprawa doktorska składa się z ośmiu rozdziałów oraz spisu literatury. Całość liczy 87 stron.

W rozdziale pierwszym przedstawiono w sposób ogólny tematykę niniejszej rozprawy doktorskiej. Tematyka ta dotyczy wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła *α* cieczy elektroizolacyjnych w zależności od przypadków, które mają istotny wpływ na jego wartość.

W rozdziale drugim dokonano przeglądu dostępnej literatury dotyczącej problematyki podjętej w pracy doktorskiej. Rozdział ten został podzielony na pięć podrozdziałów. Pierwszy z nich dotyczy rozkładu pola temperaturowego w transformatorze. Zwrócono w nim uwagę na źródła ciepła w transformatorze, układy chłodzenia, współczynnik przejmowania ciepła *α* oraz czynniki wpływające na jego wartość. W kolejnym podrozdziale przedstawiono negatywne i pozytywne skutki wynikające z podwyższonej temperatury. Następny podrozdział dotyczy projektowania transformatorów z punktu widzenia pola temperaturowego. Ostatni podrozdział nawiązuje do idei pomiaru współczynnika *α*.

W rozdziale trzecim przedstawiono tezę oraz uzasadniono jeszcze raz podejmowaną tematykę niniejszej pracy doktorskiej wymieniając czynniki wpływające na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α*. Postawiono następującą tezę "*wartość współczynnika przejmowania ciepła α cieczy elektroizolacyjnej nie jest, jak podaje to najczęściej literatura, stała tylko zależy ona od wielu różnych czynników ... Do tych czynników będą należeć: rodzaj cieczy elektroizolacyjnej, obciążenie cieplne q powierzchni schładzanej, położenie powierzchni schładzanej względem ziemi, położenie powierzchni schładzanej względem cieczy, miejsce wyznaczania α wzdłuż pionowego położenia powierzchni schładzanej i długość elementu grzejnego.*".

W rozdziale czwartym szczegółowo opisano cel i zakres poniżej przedstawionej pracy doktorskiej.

W rozdziale piątym opisano obiekt badań, którymi były cztery nowe ciecze elektroizolacyjne. Przedstawiono ich budowę, właściwości elektryczne, fizykochemiczne oraz właściwości cieplne.

W rozdziale szóstym przedstawiono układ pomiarowy wykorzystany do wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła *α* cieczy elektroizolacyjnej.

Rozdział siódmy zawiera wyniki pomiarów współczynnika przejmowania ciepła *α* oraz ich analizę. Współczynnik *α* wyznaczano w zależności od: rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q,* położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom), od miejsca wyznaczenia jego wartości na elemencie grzejnym oraz od długości elementu grzejnego.

W rozdziale ósmy zaprezentowano wnioski wynikające z przeprowadzonych badań oraz ich analizy.

Pracę kończy spis literatury, obejmujący 73 publikacje.

ABSTRACT

The doctoral thesis consists of eight chapters and list of literature. The doctoral dissertation consists of 87 pages.

The first chapter shows the overall way to determine heat transfer coefficient α for electrical insulating liquid depending on cases of which have important influences on its value.

In the second chapter there was done overview of available literature connected with issues which were undertaken in this doctoral thesis. Second chapter has been divided on five subchapters. The first subchapter describes distribution of temperature field in power transformer. In this subchapter, the attention was pointed to heat sources in power transformers, cooling systems, heat transfer coefficient α and factors which have influence on its value. In the next subchapter, there were presented negative and positive effects of high temperature. Next subchapter shows designing power transformer from the point of view the distribution of temperature field of power transformer. The last chapter referred to idea of way measuring heat transfer coefficient α.

In the third chapter, the thesis was presented and once again clearly the issue of doctoral dissertation was explained and listed of factors, which have influence to heat transfer coefficient. The assumption was made that: "*the value of heat transfer coefficient of insulating liquid is not, as it is currently presented in the literature, constant, but depends on many factors ... type of electrical insulating liquid, thermal load of the heat surface, location of heat surface in regard to the ground, location of the heat surface in regard to heating element, place on heat surface and length of heating element.*".

In the fourth chapter the purpose and range of doctoral thesis clearly were shown.

In the fifth chapter the object of measuring was described. The objects of measuring were four new electrical insulating liquids. The structure, electrical, thermal and physicochemical properties of them were presented.

In the sixth chapter the measurement system used to determine the coefficient of heat transfer α of the electrical insulating liquid was presented.

The seventh chapter contains the results of measurements of α heat transfer coefficient and analysis of them. The α coefficient was determined depending on: the type of electrical insulating liquid which were used, the heat load of the heat surface q, the location of the heat surface relative to the ground (vertical, horizontal), the place on the heating element and the length of the element l.

In the last chapter the conclusions and analysis of measurement results were shown.

In the end of the doctoral thesis the list of literature was presented which contains of 73 publications.

1. WSTĘP

Transformator jest kluczowym elementem systemu elektroenergetycznego. Od jego prawidłowej pracy zależy zarówno poprawne funkcjonowanie lini przesyłowych jak i poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych podłączonych do sieci.

Jednym z warunków niezawodnej pracy transformatora jest odpowiednio niska temperatura uzwojenia oraz układu izolacyjnego. Z tego powodu bardzo ważne jest odpowiednie zaprojektowanie oraz zbudowanie go od strony mechanicznej, elektrycznej oraz cieplnej. Na etapie projektowania należy zwrócić uwagę na wiele czynników mających wpływ na prawidłowe funkcjonowanie transformatora, w szczególności należy przewidzieć, w jaki sposób może kształtować się przepływ ciepła. Jednym z parametrów określających ten przepływ jest współczynnik przejmowania ciepła α cieczy elektroizolacyjnej. Na etapie projektowania transformatorów zakłada się, że jego wartość jest stała, najczęściej równa 100 $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$. Takie założenie może prowadzić do błędnego wyznaczenia spadków temperatury w transformatorze, a tym samym do niewłaściwego jego zaprojektowania. Jeżeli wartość rzeczywista współczynnika α jest mniejsza niż przyjęte 100 $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$, to temperatura w transformatorze będzie wyższa od zamierzonej, co będzie skutkować szybszym procesem starzenia się układu izolacyjnego. Jeżeli natomiast wartość tego współczynnika jest wyższa, to temperatura w transformatorze będzie niższa od zaprojektowanej, co powoduje, że transformator jest niepotrzebnie przewymiarowany, a co za tym idzie droższy.

Dostępna literatura dowodzi, że współczynnik przejmowania ciepła α zależy od wielu parametrów takich jak: rodzaj cieczy elektroizolacyjnej, obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej, położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom), miejsca na elemencie grzejnym oraz długości elementu grzejnego. W związku z tym niniejsza praca poświęcona jest zagadnieniu wyznaczania tego współczynnika od wyżej wymienionych parametrów.

2. WPROWADZENIE W OPARCIU O LITERATURĘ

2.1 Rozkład pola temperaturowego w transformatorze

2.1.1 Źródła ciepła w transformatorze

Pracy transformatora energetycznego w stanach ustalonych jak i nieustalonych (awaryjnych) towarzyszą straty mocy. Ich konsekwencją jest w przeważającej mierze wydzielanie się ciepła, co prowadzi do nagrzewania się poszczególnych części konstrukcyjnych.

Straty te wpływają zazwyczaj negatywnie na prawidłowe funkcjonowanie transformatora, ponieważ ograniczają zarówno wykorzystanie materiałów czynnych jak i izolacyjnych. Ograniczenie wykorzystania materiałów czynnych, towarzyszące podwyższonej temperaturze, jest związane ze wzrostem rezystancji uzwojeń. Powoduje ona redukcję mocy przenoszonej przez transformator. Natomiast ograniczenie wykorzystania materiałów izolacyjnych na skutek wyższej temperatury wiązać należy z szybszym starzeniem się układu izolacyjnego. Dodatkowo straty wiążą się również ze wzrostem kosztów przesyłu energii elektrycznej do odbiorców. Z tych powodów dąży się do tego, aby były one możliwie jak najmniejsze [1÷4].

W transformatorze można wyróżnić dwie grupy strat: obciążeniowe ΔP_{obc} oraz jałowe $\Delta P_{jał}$. Straty obciążeniowe dzielą się na podstawowe $\Delta P_{obc\text{-}pod}$ i dodatkowe $\Delta P_{obc\text{-}dod.}$. Te pierwsze występują w uzwojeniach, a drugie w metalowych częściach konstrukcyjnych transformatora oraz w uzwojeniach. Natomiast straty jałowe występują w rdzeniu, w układzie izolacyjnym i w uzwojeniu pierwotnym [2÷5].

Straty obciążeniowe wywołane są tarciem elektronów swobodnych, które przemieszczają się dzięki przyłożonemu napięciu oddziaływującym na ich przestrzeń wewnątrzatomową i międzyatomową. Straty obciążeniowe wydzielają się w postaci ciepła Joule'a. Prawo to nazywane jest także prawem Joule'a-Lenza. Określa ono ilość ciepła, jakie powstanie podczas przepływu prądu przez przewodnik. Ciepło, jakie wydzieli się, jest wprost proporcjonalne do iloczynu rezystancji przewodnika i kwadratu natężenia prądu, który przepływa przez niego w określonym czasie. Ogólny wzór opisujący te prawo został podany poniżej [1]:

$$Q = R \cdot I^2 \cdot t \tag{2.1}$$

gdzie:

Q - ilość wydzielonego ciepła [J],
R - rezystancja przewodnika [Ω],
I - natężenie prądu płynącego przez przewodnik [A],
t - czas [s].

Na podstawie dostępnej literatury straty obciążeniowe w uzwojeniach transformatorów olejowych określa się dla temperatury +75°C korzystając z zależności (2.2) [3÷5]:

$$\Delta P_{obc\,75} = m \cdot I^2 \cdot k_{75} \cdot R_{st75} = m \cdot I^2 \cdot k_{75} \cdot \frac{l_{śr} \cdot z}{s \cdot \gamma_{75}} \quad (2.2)$$

gdzie:

$\Delta P_{obc\,75}$ - straty obciążeniowe w uzwojeniach w temperaturze 75°C [W],
m - liczba faz,
k_{75} - współczynnik strat dodatkowych przy temperaturze 75°C,
$l_{śr}$ - długość średnia zwoju [m],
z - liczba zwojów szeregowych,
s - przekrój przewodu [m^2],
γ_{75} - konduktywność elektryczna materiału zwoju w temperaturze 75°C [$S \cdot m^{-1}$].

Wartość współczynnika k jest zależna od temperatury, materiału uzwojeń, sposobu wykonania uzwojenia oraz częstotliwości.

Jak już wspomniano, straty obciążeniowe w transformatorach dzieli się na dwie podgrupy: straty podstawowe oraz straty dodatkowe. Straty podstawowe $\Delta P_{obc\text{-}pod}$ określa się na podstawie zależności (2.3):

$$\Delta P_{obc-pod} = m \cdot I_1^2 \cdot R_{1\,st} + m \cdot I_2^2 \cdot R_{2\,st} \quad (2.3)$$

gdzie:

$\Delta P_{obc\text{-}pod}$ - straty podstawowe w uzwojeniach [W],
m - liczba faz,
R_{1st}, R_{2st} - zmierzone rezystancje uzwojeń fazowych (pierwotnego i wtórnego) [Ω],
I_1, I_2 - wartości skuteczne natężenia prądu w uzwojeniach pierwotnym i wtórnym [A].

Natomiast w celu wyznaczenia strat obciążeniowych dodatkowych $\Delta P_{obc\text{-}dod}$ należy odjąć straty obciążeniowe w uzwojeniach transformatora ΔP_{obc} od strat podstawowych $\Delta P_{obc\text{-}pod}$. Starty dodatkowe wywoływane są przez prądy wirowe wzniecane w przewodach przez strumień rozproszenia. Wartość strat dodatkowych może być jeszcze powiększona w przypadku przepleceń niezupełnych lub ich braku w równolegle ze sobą połączonych obwodach [2÷4].

Straty podstawowe i dodatkowe w uzwojeniach transformatora zależą od temperatury, lecz nie w takim samym stopniu. W przypadku strat podstawowych wraz ze wzrostem temperatury ich wartość rośnie, a w przypadku dodatkowych jest odwrotnie [3].

Jak napisano wcześniej, straty dodatkowe występują zarówno w uzwojeniach, jak i w metalowych częściach konstrukcyjnych, między innymi w elementach mocujących, jarzmach rdzenia, pokrywie oraz kadzi. Ich wyznaczenie jest dość złożone, co jest spowodowane zmienną przenikalnością magnetyczną stali. Podobnie jak straty dodatkowe w uzwojeniach, straty dodatkowe w elementach konstrukcyjnych zależą od temperatury, ale w mniejszym stopniu [2÷4].

Podsumowując, straty obciążeniowe występują głównie w uzwojeniach transformatora. Ich wartość zależy od natężenia prądu, jaki przez nie przepływa. W obecnie konstruowanych transformatorach stanowią one około 90% strat całkowitych [5].

Jak wspomniano wcześniej, **straty jałowe** $\Delta P_{jał}$ występują w rdzeniu, w układzie izolacyjnym oraz w uzwojeniu pierwotnym transformatora.

Straty w rdzeniu związane są z histerezą magnetyczną oraz z prądami wirowymi [2].

Powierzchnia pętli histerezy jest miarą strat histerezowych. Im pętla jest szersza, tym straty te są większe. W celu ich określenia należy posłużyć się zależnością (2.4) [3,4]:

$$\Delta P_{his} = \eta \cdot f \cdot B_m^{\chi} \tag{2.4}$$

gdzie:

- ΔP_{his} - straty histerezowe w rdzeniu transformatora [W],
- η - stała zależna od składu chemicznego i obróbki,
- f - częstotliwość przemagnesowania żelaza [Hz],
- B_m - wartość maksymalna indukcji [Gs],
- χ - wykładnik potęgi, zależny od wartości maksymalnej indukcji B_m.

Na kształt pętli histerezy duży wpływ ma skład chemiczny blach stosowanych na rdzeń transformatora oraz ich obróbka termiczna i mechaniczna. W chwili obecnej w celu ograniczenia strat histerezowych do budowy rdzenia używa się blach walcowanych na zimno z dodatkiem krzemu najczęściej około 3% oraz stara się ograniczyć do minimalnej wartości szkodliwe domieszki. Większa zawartość procentowa krzemu skutkować będzie utrudnioną obróbką mechaniczną. Ponieważ krzem ma istotny wpływ na twardość i kruchość, dodatkowo spowoduje on pogorszenie właściwości magnetycznych. Pierwiastkiem, który ma istotny wpływ na wartość strat histerezowych, jest węgiel. Jego procentowa zawartość nie powinna być większa niż 0,003%. Pozostałe pierwiastki, które mają negatywny wpływ na wzrost strat histerezowych, to siarka, tlen i azot [2÷4].

Podstawowym parametrem opisującym daną blachę transformatorową pod względem strat histerezowych jest stratność. Stratnością nazywamy ilość traconej mocy w 1 kg żelaza o kreślonej indukcji B. Podawana jest dla indukcji równej 10000 lub 15000 Gs [4].

Straty w rdzeniu wywołane są także prądami wirowymi. Spowodowane są one ruchem elektronów. Ich wartość określa wzór (2.5) [2]:

$$\Delta P_{wir} = \theta \cdot \left(\frac{d_b}{0{,}5} \cdot \frac{f}{100} \cdot \sigma_k \cdot \frac{B}{10000}\right)^2 \cdot G_b \tag{2.5}$$

gdzie:

- ΔP_{wir} - straty wiroprądowe w rdzeniu [W],
- θ - współczynnik zależny od rodzaju blachy oraz zastosowanych jednostek (np. dla blachy o zawartości krzemu równej około 4,2% $\theta = 1{,}7 \div 1{,}8$),
- d_b - grubość zastosowanej blachy [mm],
- f - częstotliwość [Hz],
- σ_k - współczynnik charakteryzujący kształt krzywej napięcia (dla sinusoidy σ_k = 1,11),
- B - wartość maksymalna indukcji [Gs],
- G_b - ciężar blach [kg].

Z zależności (2.5) wynika, że przy znanej wartości maksymalnej indukcji B, częstotliwości f i współczynnika kształtu σ_k straty wywołane na skutek prądów

wirowych można ograniczyć przez zastosowanie cieńszej blachy oraz przez zwiększenie rezystywności, którą otrzymuje się przez domieszkę krzemu [2].

W stanie jałowym oprócz występowania strat w rdzeniu, które stanowią największy udział w bilansie strat jałowych, występują także straty w uzwojeniu pierwotnym oraz straty w układzie izolacyjnym [2÷4].

Straty w uzwojeniu pierwotnym są spowodowane prądem biegu jałowego. W bilansie strat jałowych stanowią one jednak znikomą część.

Straty jałowe występują również w układzie izolacyjnym zarówno w izolacji stałej jak i ciekłej. Straty te nazwane są stratami dielektrycznymi. Dzielą się na trzy grupy: straty polaryzacyjne, straty związane z wyładowaniami niezupełnymi oraz straty związane z rezystancją izolacji [2÷4].

Straty polaryzacyjne zależą od polaryzacji dielektryka. Polaryzacja ta związana jest z ruchem cząsteczek. Podczas tego zjawiska występują siły tarcia, które są przyczyną powstania ciepła. Na podstawie zależności (2.6) wyznacza się ich wartość [3]:

$$\Delta p_{polar} = E^2 \cdot \omega \cdot \varepsilon \cdot tg\delta \tag{2.6}$$

gdzie:

Δp_{polar} - straty polaryzacyjne [$W \cdot m^{-3}$],
E - natężenie pola eklektycznego [$V \cdot m^{-1}$],
ω - pulsacja [s^{-1}],
ε - przenikalność elektryczna [$F \cdot m^{-1}$],
$tg\delta$ - współczynnik strat dielektrycznych.

Straty dielektryczne występują tylko w transformatorach na bardzo wysokie napięcie. Dodatkowo są bardzo małe w porównaniu do pozostałych strat i w całkowitym bilansie nie odgrywają istotnej roli, ponieważ tylko znikoma część z całości dielektryka (głównie papieru) znajduje się w silnym oddziaływaniu pola elektrycznego. Dlatego przy pomiarach strat stanu jałowego istnieje problem, aby je wyodrębnić, lecz ich obecność może prowadzić do miejscowego przegrzewania i zniszczenia izolacji, a w konsekwencji przebicia izolacji. Na podstawie wzoru (2.6) stwierdza się, że straty polaryzacyjne zależą od kwadratu natężenia pola elektrycznego, pulsacji, przenikalności elektrycznej oraz współczynnika strat dielektrycznych. Wartość natężenia pola elektrycznego związana jest z przyłożonym napięciem oraz z konstrukcją transformatora. Natomiast przenikalność elektryczna i współczynnik strat dielektrycznych są cechami materiałowymi. Na ich wartość ma wpływ temperatura, stopień zestarzenia materiału oraz wilgotność [4,6,7].

Straty dielektryczne związane są także z wyładowaniami niezupełnymi. Zależą one przede wszystkim od stanu izolacji oraz wartości przyłożonego napięcia. Miejscem ich występowania są szczeliny w materiale izolacyjnym. Pojawiają się w momencie przekroczenia napięcia zapłonu wyładowań niezupełnych i wraz ze wzrostem napięcia gwałtownie rosną [6,7].

Straty związane z rezystancją izolacji zależą od wartości napięcia oraz rezystancji materiałów izolacyjnych.

Podsumowując, straty jałowe zależą przede wszystkim od wartości przyłożonego napięcia, właściwości materiałów przewodzących i od właściwości

materiałów izolacyjnych. Występują głównie w rdzeniu transformatora. W nowo projektowanych transformatorach w całkowitym bilansie strat, straty jałowe stanowią 10% strat całkowitych [5].

Na wartość strat obciążeniowych jak i jałowych w transformatorze mają także wpływ wyższe harmoniczne. Na przestrzeni ostatnich lat zauważalny jest wzrost udziału odbiorników energii o nieliniowych charakterystykach napięciowo-prądowych przede wszystkim urządzeń energoelektronicznych np. napędów prądu stałego i przemiennego, sterowników itd. Konsekwencją tego zjawiska jest zwiększenie się poziomu wyższych harmonicznych w sieci elektroenergetycznej. Prowadzi to z kolei do odkształcenia napięcia, pogorszenia jakości energii elektrycznej i warunków pracy urządzeń takich jak transformatory. Wyższe harmoniczne przy napięciu odkształconym tworzą strumienie harmoniczne, przez co wpływają na wzrost strat jałowych. Ponieważ straty jałowe histerezowe są proporcjonalne do częstotliwości, a straty jałowe od prądów wirowych są proporcjonalne do kwadratu częstotliwości. Natomiast odkształcone wyższymi harmonicznymi prądy obciążenia wpływają na wzrost rezystancji, co wpływa na zwiększenie strat obciążeniowych w uzwojeniach. Odkształconym prądom obciążenia towarzyszą również odkształcone strumienie rozproszenia. Konsekwencją tego zjawiska jest zwiększenie strat dodatkowych od prądów wirowych w uzwojeniach i metalowych częściach konstrukcyjnych [8÷10].

Podsumowując, straty występujące w transformatorze można podzielić na dwie grupy strat, straty obciążeniowe oraz na straty jałowe. Straty obciążeniowe można podzielić na podstawowe, które występują przede wszystkim w uzwojeniu oraz na dodatkowe, które są obecne w metalowych częściach konstrukcyjnych i w uzwojeniach. Natomiast straty jałowe występują głównie w rdzeniu. Obecność strat jałowych w rdzeniu związana jest z pętlą histerezy oraz z prądami wirowymi. Straty jałowe obecne są również w układzie izolacyjnym, zwane są także stratami dielektrycznymi. Można podzielić je na trzy grupy strat, do których zalicza się straty polaryzacyjne, straty związane z wyładowaniami niezupełnymi oraz straty związane z rezystancją izolacji.

Przedstawiony powyżej podział strat występujących w transformatorze jest jednym z możliwych. Straty można również podzielić według innego schematu np. według miejsca występowania. Na straty występujące w rdzeniu (straty jałowe wywołane histerezą oraz prądami wirowymi), straty w uzwojeniach (straty obciążeniowe podstawowe), straty występujące w izolacji papierowej i ciekłej (straty jałowe polaryzacyjne i straty jałowe związane z wyładowaniami niezupełnymi), straty w uzwojeniu pierwotnym (straty biegu jałowego) oraz na straty występujące w metalowych elementach konstrukcyjnych transformatora (straty obciążeniowe dodatkowe).

2.1.2. Układ chłodzenia

Układ chłodzenia w transformatorach energetycznych jest równie ważnym układem, co układ izolacyjny. Jego prawidłowe funkcjonowanie sprawia, że całe ciepło, jakie powstanie w czasie pracy transformatora, zostanie odprowadzone na

zewnątrz. W poprzednim podrozdziale stwierdzono, iż źródłem ciepła w transformatorach są straty mocy występujące przede wszystkim w uzwojeniach oraz w rdzeniu. Dzięki przewodnictwu cieplnemu, wytworzone ciepło w ich wnętrzu wydostaje się na powierzchnię. Następnie jest przekazywane czynnikowi chłodzącemu, jakim może być ciecz elektroizolacyjna np. olej mineralny (transformatory olejowe) lub powietrze (transformatory suche). Ciecz elektroizolacyjna zostaje wprawiana w ruch. Na skutek czego wydzielone ciepło w rdzeniu oraz w uzwojeniach jest przekazywane kadzi lub radiatorom. Ostatecznie, ciepło z tych części zostaje rozproszone do otoczenia dzięki promieniowaniu i konwekcji [2,3].

Transformatory można podzielić na dwie grupy. Kryterium podziału stanowi rodzaj czynnika chłodzącego. Wyodrębnia się transformatory suche (części czynne chłodzone przez powietrze) oraz olejowe (części czynne chłodzone przez ciecz elektroizolacyjną) [4].

Transformatory można podzielić także w inny sposób, np. ze względu na intensywność odprowadzenia ciepła. W tym podziale rozróżnia się chłodzenie naturalne i sztuczne. W przypadku chłodzenia naturalnego, dzięki różnicy temperatury cieczy elektroizolacyjnej i powietrza, ciepło odprowadzane jest na zewnątrz urządzenia w sposób naturalny. Natomiast w chłodzeniu sztucznym zwiększa się intensywność wymiany powietrza stosując np. wentylatory, co powoduje zwiększenie prędkości przepływu czynnika chłodzącego.

Norma PN-EN 60076-2: 2011 rozróżnia transformatory w zależności od sposobu chłodzenia. Najczęściej można spotkać transformatory olejowe z następującymi układami chłodzenia:

- ON - AN - *ang. Oil Natural-Air Natural* - chłodzenie olejowe naturalne, części czynne chłodzone olejem, kadź przez konwekcję naturalną i promieniowanie,
- ON - AF - *ang. Oil Natural-Air Forced* - chłodzenie naturalne z dodatkowym sztucznym podmuchem, części czynne chłodzone są olejem, natomiast kadź przez powietrze wprawiane w ruch dzięki zastosowanym wentylatorom,
- OF - AF - *ang. Oil Forced-Air Forced* - chłodzenie olejowe z wymuszonym przepływem oleju przez urządzenia chłodzące wraz z wymuszonym przepływem zewnętrznego czynnika chłodzącego,
- OF - WF - *ang. Oil Forced-Water Forced* - chłodzenie olejowo-wodne, zewnętrzny obieg oleju jest wymuszony przez dodatkową pompę oraz chłodzony wodą.

Przepisy obowiązujące w Polsce jednoznacznie określają dopuszczalne przyrosty temperatury w stosunku do otoczenia dla transformatorów olejowych pracujących znamionowo podczas pracy ciągłej. Przykładowo, dla transformatora o klasie izolacji A, którego temperatura długotrwała maksymalna wynosi 105°C, dopuszczalne przyrosty temperatury wynoszą [11,12]:

- dla oleju w górnej warstwie 60°C,
- dla uzwojeń przy zastosowaniu chłodzenia OF oraz ON 65°C,
- dla najgorętszego miejsca tzw. hot spotu 78°C.

Wymiana wygenerowanego ciepła w transformatorze olejowym (najbardziej rozpowszechnionym rodzaju transformatora) odbywa się na drodze: źródło ciepła

(uzwojenia, rdzeń) → papier zaimpregnowany cieczą → ciecz elektroizolacyjna → metalowa obudowa (kadź) → powietrze. Główną rolę za wymianę ciepła w transformatorze odgrywa ciecz elektroizolacyjna, ponieważ stanowi ona największy objętościowo element. Dodatkowo wnika ona w elementy konstrukcyjne izolacji stałej wykonane z preszpanu np. tuleje, kliny powodując ich nasycenie [13].

Całkowity spadek temperatury między źródłem ciepła a powietrzem otaczającym transformator można wyznaczyć na podstawie równania (2.7) [2,3,14]:

$$\Delta T_{cał} = \Delta T_{uzw} + \Delta T_{pap} + \Delta T_{pap-ciecz} + \Delta T_{ciecz-kadź} + \Delta T_{kadź} + \Delta T_{kadź-pow} \quad (2.7)$$

gdzie:

$\Delta T_{cał}$ - całkowity spadek temperatury między źródłem ciepła, a powietrzem otaczającym transformator [°C],
ΔT_{uzw} - spadek temperatury w uzwojeniach [°C],
ΔT_{pap} - spadek temperatury w izolacji papierowej [°C],
$\Delta T_{pap-ciecz}$ - spadek temperatury pomiędzy izolacją papierową, a cieczą elektroizolacyjną [°C],
$\Delta T_{ciecz-kadź}$ - spadek temperatury pomiędzy cieczą elektroizolacyjną, a kadzią [°C],
$\Delta T_{kadź}$ - spadek temperatury w kadzi [°C],
$\Delta T_{kadź-pow}$ - spadek temperatury pomiędzy kadzią, a powietrzem [°C].

W dalszej części rozdziału zostaną szczegółowo opisane poszczególne spadki temperatury na drodze źródło ciepła - otoczenie.

Spadek temperatury w uzwojeniach ΔT_{uzw} wyznacza się na podstawie zależności (2.8). Jego wartość zależy od objętościowego obciążenia cieplnego q_{uzw}. Wartość q_{uzw} zależy od ilości wytworzonego ciepła w postaci strat mocy. Na wartość spadku temperatury w uzwojeniach wpływa także grubość zastosowanego uzwojenia d_{uzw}. Grubość tą dobiera się w zależności od wartości prądu. Na ΔT_{uzw} wpływ ma także współczynnik przewodności cieplnej metalu, z którego zostały wykonane uzwojenia λ_{uzw}. Jego wartość zależy od temperatury oraz od zanieczyszczeń mogących pojawić się w materiale podczas jego produkcji [4,15].

$$\Delta T_{uzw} = \frac{q_{uzw} \cdot d_{uzw}^2}{8 \cdot \lambda_{uzw}} \quad (2.8)$$

gdzie:

ΔT_{uzw} - spadek temperatury w uzwojeniach [°C],
q_{uzw} - objętościowe obciążenie cieplne w uzwojeniach [$W \cdot m^{-3}$],
d_{uzw} - grubość zastosowanego uzwojenia [m],
λ_{uzw} - współczynnik przewodności cieplnej dla uzwojenia [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$].

Wartość współczynnika przewodności cieplnej materiału, z którego wykonane są uzwojenia (miedź), równa jest 386÷400 $W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$. Wymiana ciepła w uzwojeniach (w materiale stałym) zachodzi na podstawie przewodnictwa. Zjawisko to opisuje współczynnik przewodności cieplnej λ [14].

Spadek temperatury w izolacji papierowej ΔT_{pap} związany jest z przewodzeniem ciepła, które zostało wygenerowane w uzwojeniach, w rdzeniu oraz w izolacji. Spadek ten wyznacza się na podstawie zależności (2.9):

$$\Delta T_{pap} = \frac{q_{pap} \cdot d_{pap}}{\lambda_{pap}} + \Delta T_{polar} \quad (2.9)$$

gdzie:

ΔT_{pap} - spadek temperatury w izolacji papierowej [°C],

q_{pap} - powierzchniowe obciążenie cieplne w izolacji papierowej [W·m^{-2}],

d_{pap} - grubość zastosowanej izolacji papierowej [m],

λ_{pap} - współczynnik przewodności cieplnej papieru [W·m^{-1}·K^{-1}],

ΔT_{polar} - spadek temperatury w izolacji papierowej spowodowany stratami polaryzacyjnymi [°C].

Spadek temperatury w izolacji papierowej ΔT_{pap} zależy od powierzchniowego obciążenia cieplnego q_{pap} związanego z stratami mocy w uzwojeniach, grubości zastosowanej izolacji d_{pap}, współczynnika przewodności cieplnej papieru λ_{pap} i strat polaryzacyjnych Δp_{polar}. Grubość izolacji dobiera się w zależności od napięcia. Wartość λ_{pap} zależy przede wszystkim od rodzaju materiału, temperatury, stopnia zestarzenia papieru oraz wilgoci. Natomiast spadek temperatury w izolacji papierowej, który został wywołany stratami polaryzacyjnymi Δp_{polar}, można pominąć, ponieważ straty te nie odgrywają istotnej roli w całkowitym bilansie strat.

Wartość λ_{pap} dla izolacji papierowej niezaimpregnowanej cieczą elektroizolacyjną równa się około 0,19 W·m^{-1}·K^{-1}, natomiast dla zaimpregnowanej około 0,25 W·m^{-1}·K^{-1} [2].

Spadek temperatury pomiędzy izolacją papierową a cieczą elektroizolacyjną $\Delta T_{pap\text{-}ciecz}$ opisuje zależność (2.10):

$$\Delta T_{pap-ciecz} = \frac{q_{pap-ciecz}}{\alpha_{pap-ciecz}} \quad (2.10)$$

gdzie:

$\Delta T_{pap\text{-}ciecz}$ - spadek temperatury pomiędzy izolacją papierową, a cieczą elektroizolacyjną [°C],

$q_{pap\text{-}ciecz}$ - powierzchniowe obciążenie cieplne na granicy izolacji papierowej i cieczy elektroizolacyjnej [W·m^{-2}],

$\alpha_{pap\text{-}ciecz}$ - współczynnik przejmowania ciepła cieczy elektroizolacyjnej przy powierzchni izolacji papierowej [W·m^{-2}·K^{-1}].

Istotny wpływ na wymianę ciepła na granicy izolacji papierowej i cieczy ma konwekcja. W przypadku cieczy wymiana ciepła na podstawie promieniowania jest pomijalnie mała, w porównaniu z konwekcją. Rozróżniamy dwa rodzaje konwekcji: naturalną i wymuszoną. W pierwszym przypadku czynnik chłodzący (olej mineralny) przylegający do cienkiej warstwy nagrzanego ciała (izolacji papierowej) odbiera ciepło od niego na drodze przewodnictwa. Następnie ciecz staje się lżejsza i wprawiana jest w ruch, na skutek różnicy temperatury pomiędzy tymi dwoma materiałami, i unosi się ku górze. W konwekcji wymuszonej ruch czynnika chłodzącego nie powstaje w sposób naturalny. Jest on wprawiany w ruch dzięki dodatkowym urządzeniom takim jak promy olejowe [2,3,14].

Na podstawie zależności (2.10) można stwierdzić, że spadek temperatury pomiędzy izolacją papierową a cieczą, zależy od powierzchniowego obciążenia cieplnego $q_{pap\text{-}ciecz}$ wygenerowanego dzięki stratom w uzwojeniach, rdzeniu i izolacji papierowej. Ponadto na wartość $\Delta T_{pap\text{-}ciecz}$ wpływ ma również wartość współczynnika przejmowania ciepła na granicy izolacji papierowej i cieczy

elektroizolacyjnej $\alpha_{pap\text{-}ciecz}$. Wyznaczanie współczynnika przejmowania ciepła cieczy elektroizolacyjnej jest tematem niniejszej rozprawy, dlatego wartości zostaną podane w zasadniczym rozdziale, opisującym wyniki pomiarów. Ogólną wartość tego współczynnika można obliczyć na podstawie zależności (2.11) [13]:

$$\alpha = c \cdot \lambda^{1-n} \cdot g^n \cdot \delta^{3n-1} \cdot \beta^n \cdot \Delta T^n \cdot \rho^n \cdot c_p^n \cdot \upsilon^{-n} \quad (2.11)$$

gdzie:

- α - współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
- c,n - stałe geometryczne zależne od rodzaju ruchu cieczy,
- λ - współczynnik przewodności cieplnej [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$],
- g - przyspieszenie ziemskie [$m \cdot s^{-2}$],
- δ - wymiar charakterystyczny [m],
- β - współczynnik rozszerzalności cieplnej cieczy [K^{-1}],
- ΔT - różnica temperatury [°C],
- ρ - gęstość cieczy [$kg \cdot m^{-3}$],
- c_p - ciepło właściwe cieczy [$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$],
- v - lepkość kinematyczna cieczy [$mm^2 \cdot s^{-1}$].

Na podstawie zależności (2.11) można stwierdzić, że współczynnik α zależy od wielu parametrów, między innymi od geometrii układu, właściwości cieplnych cieczy elektroizolacyjnej i przyspieszenia ziemskiego. Współczynnik ten szczegółowo zostanie opisany w podrozdziale 2.1.3.

Spadek temperatury pomiędzy cieczą a kadzią $\Delta T_{ciecz\text{-}kadź}$ opisuje zależność (2.12). Mechanizm przekazywania ciepła przez nagrzaną ciecz ściankom kadzi opiera się, jak w poprzednim przypadku, na konwekcji.

$$\Delta T_{ciecz-kadź} = \frac{q_{ciecz-kadź}}{\alpha_{ciecz-kadź}} \quad (2.12)$$

gdzie:

- $\Delta T_{ciecz\text{-}kadź}$ - spadek temperatury pomiędzy cieczą elektroizolacyjną, a kadzią [°C],
- $q_{ciecz\text{-}kadź}$ - powierzchniowe obciążenie na granicy cieczy elektroizolacyjnej i kadzi [$W \cdot m^{-2}$],
- $\alpha_{ciecz\text{-}kadź}$ - współczynnik przejmowania ciepła cieczy elektroizolacyjnej przy powierzchni kadzi [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$].

Spadek temperatury pomiędzy cieczą a kadzią $\Delta T_{ciecz\text{-}kadź}$ zależy od powierzchniowego obciążenia cieplnego $q_{ciecz\text{-}kadź}$ oraz współczynnika przejmowania ciepła cieczy $\alpha_{ciecz\text{-}kadź}$.

Spadek temperatury w kadzi $\Delta T_{kadź}$ można wyznaczyć na podstawie równania (2.13). Wymiana wygenerowanego ciepła w uzwojeniach, izolacji papierowej i ciekłej, w kadzi związany jest z przewodnictwem.

$$\Delta T_{kadź} = \frac{q_{kadź} \cdot d_{kadź}}{\lambda_{kadź}} \quad (2.13)$$

gdzie:

- $\Delta T_{kadź}$ - spadek temperatury w kadzi [°C],
- $q_{kadź}$ - powierzchniowe obciążenie cieplne na wewnętrznej powierzchni kadzi [$W \cdot m^{-2}$],
- $d_{kadź}$ - grubość ścianki kadzi [m],
- $\lambda_{kadź}$ - współczynnik przewodności cieplnej dla kadzi [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$].

Na podstawie zależności (2.13) stwierdza się, że spadek temperatury w kadzi zależy od powierzchniowego obciążenia cieplnego $q_{kadź}$, grubości ścianki kadzi $d_{kadź}$ oraz od współczynnika przewodności cieplnej $\lambda_{kadź}$ zależnego od rodzaju użytego materiału. Najczęściej stosowanym materiałem do budowy kadzi jest stal. Stale charakteryzują się kilkaset razy większym współczynnikiem przejmowania ciepła niż materiały stosowane do produkcji izolacji papierowej czy ciekłej. Z tego powodu spadek w kadzi będzie znacznie mniejszy niż w elementach wykonanych z papieru lub w cieczach. Współczynnik $\lambda_{kadź}$ dla najczęściej stosowanej na kadź stali równy jest 58 $W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$ [3,14].

Spadek temperatury między kadzią a powietrzem $\Delta T_{kadź\text{-}pow}$ wyznacza się na podstawie zależności (2.14). W tym przypadku wymiana ciepła wynika z konwekcji oraz z promieniowania termicznego. Promieniowanie termiczne (promieniowanie elektromagnetyczne) występuje wówczas, gdy ciało posiada temperaturę wyższą od temperatury zera bezwzględnego 0 K i jest znaczące dla gazów (powietrze) [2,14,15].

$$\Delta T_{kadź-pow} = \frac{P_{kadz-pow}}{S_{kon} \cdot \gamma \cdot \alpha_{kadź-pow-kon} + S_{prom} \cdot \alpha_{kadź-pow-prom}} \quad (2.14)$$

gdzie:

- $\Delta T_{kadź\text{-}pow}$ - spadek temperatury pomiędzy kadzią, a powietrzem [°C],
- $P_{kadz\text{-}pow}$ - ciepło odprowadzane z powierzchni kadzi, równe sumie strat w transformatorze [W],
- S_{kon} - rzeczywista konwekcyjna powierzchnia boczna kadzi [m^2],
- γ - współczynnik korekcyjny, uwzględniający opory przepływu powietrza,
- $\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}kon}$ - współczynnik przejmowania ciepła dla konwekcji na granicy kadzi i powietrza [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
- S_{prom} - rzeczywista powierzchnia promieniowania kadzi równa iloczynowi wysokości radiatorów przez długość obwiedni [m^2],
- $\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}prom}$ - współczynnik przejmowania ciepła dla promieniowania na granicy kadzi i powietrza [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$].

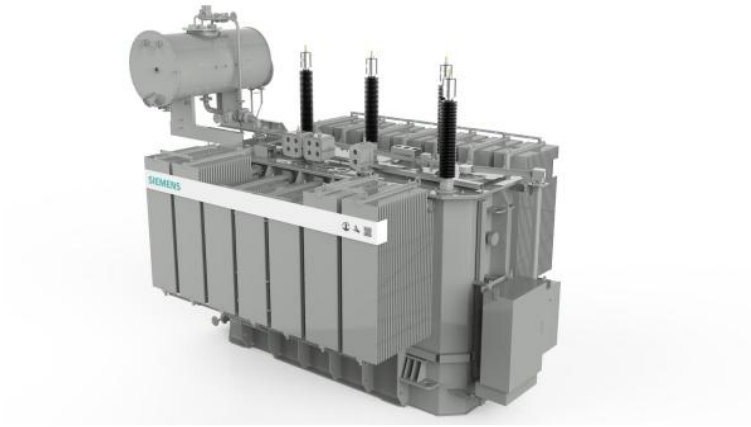
Ze wzoru (2.14) wynika, że spadek temperatury pomiędzy kadzią a otoczeniem zależy od ciepła odprowadzanego z powierzchni kadzi $P_{kadź\text{-}pow}$, powierzchni konwekcyjnej kadzi S_{kon}, powierzchni promieniowania kadzi S_{prom}, współczynnika przejmowania ciepła przez konwekcje na granicy kadzi i otoczenia $\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}kon}$ oraz od współczynnika przejmowania ciepła przez promieniowanie na granicy kadzi i otoczenia $\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}prom}$.

We wzorze (2.14) należy uwzględnić S_{prom} i $\alpha_{kadź\text{-}pow\text{-}prom}$, ponieważ powietrze traktuje się jak ciało przezroczyste, przez które przenikanie promieniowania następuje praktycznie bez żadnego tłumienia. Natomiast ciecze (np. ciecz elektroizolacyjna) oraz metale pochłaniają znacząco promieniowanie termiczne, ponieważ mają dobre właściwości absorpcyjne [14].

W celu uzyskania możliwie jak najmniejszego spadku temperatury pomiędzy kadzią, a powietrzem zwiększa się powierzchnię konwekcyjną S_{kon} oraz promieniowania S_{prom} (wzór 2.14), stosując specjalne rodzaje kadzi. W chwili obecnej najczęściej spotykaną konstrukcją kadzi w transformatorach

dystrybucyjnych jest kadź radiatorowa (Rys.2.1). Ten rodzaj kadzi stosuje się już od mocy 2 MVA.

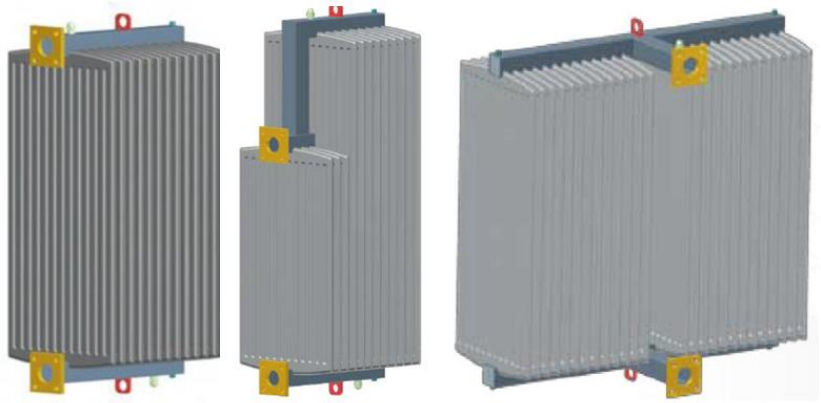
Radiatory stanowią rodzaj baterii rur połączonych ze sobą równolegle. Zbudowane są z blaszanych zgrzewalnych płyt (członów). Kadzie radiatorowe mogą mieć kształt prostokątny lub owalny. Kadź prostokątna jest stosowana dla transformatorów małej mocy, natomiast owalna dla dużych. Dzięki zastosowaniu kadzi owalnej istnieje możliwość zaoszczędzenia cieczy elektroizolacyjnej oraz stali konstrukcyjnej. Zastosowanie radiatorów pozwala konstruktorowi na pewną swobodę przy projektowaniu transformatorów ze względu na ich dostępność oraz szeroki asortyment. Wymiary radiatorów, a tym samym kształt, zależą w głównej mierze od konstrukcji transformatora [2÷4].



Rys 2.1. Transformator olejowy z radiatorami, układ chłodzenia ON-AN [16]

Na ilość oddawanego ciepła do otoczenia przez radiator, oprócz jego wysokości, wpływają także następujące czynniki. Pierwszym z nich jest położenie uzwojenia w stosunku do radiatora. Wskazane jest, aby radiator był zamontowany możliwie jak najwyżej. Jeśli różnica wysokości położenia środków radiatora i uzwojenia wzrasta, to temperatura cieczy elektroizolacyjnej osiąga wartości maksymalne. Powoduje to intensywniejszą wymianę ciepła. Wartość tej różnicy dla każdego transformatora jest ustalana indywidualnie. Drugim czynnikiem wpływającym na ilość ciepła oddawanego przez radiator do otoczenia jest odległość między poszczególnymi płytami (członami) w radiatorze. Jeśli płyty będą zamontowane zbyt blisko siebie, trudniejszy będzie dostęp powietrza chłodzącego, co przyczyni się do pogorszenia skuteczności chłodzenia. Trzecim i ostatnim czynnikiem wpływającym na ilość oddawanego ciepła przez radiator do otoczenia jest liczba zastosowanych członów w radiatorze [2÷4].

Na rysunku 2.2 przedstawiono najbardziej popularne rozwiązania konstrukcyjne radiatorów produkowanych przez firmę Power Engineering Transformatory z Czerwonaka.



Rys 2.2. Widok radiatorów produkowanych przez Power Engineering Transformatory modele B2-FG, B2-FL oraz B2-FD [17]

Wymiana ciepła między uzwojeniami, a otoczeniem zachodzi w izolacji papierowej, cieczy elektroizolacyjnej, kadzi i powietrzu. Wymiana ta w izolacji papierowej oraz kadzi odbywa się na podstawie przewodnictwa cieplnego, które opisuje współczynnik przewodności cieplnej właściwej λ, ponieważ zachodzi ona w materiałach stałych. Natomiast wymiana ciepła w cieczy elektroizolacyjnej i powietrzu zachodzi na zasadzie konwekcji (a w powietrzu dodatkowo promieniowania), które opisuje współczynnik przejmowania ciepła α, ponieważ zachodzi ona w płynach.

Podsumowując, ciecz elektroizolacyjna odgrywa istotną rolę w wymianie ciepła między uzwojeniami, a kadzią. Wymiana ta przede wszystkim związana jest z procesem przejmowania ciepła przez ciecz elektroizolacyjną.

Jednym z ważniejszych parametrów opisujących ciecz elektroizolacyjną pod względem cieplnym jest współczynnik przejmowania ciepła α. Współczynnik ten zależy od wielu parametrów (wzór 2.11). W następnym podrozdziale 2.1.3 wyznaczono z liczb kryterialnych współczynnik przejmowania ciepła α, szczegółowo go scharakteryzowano oraz szerzej opisano wymianę ciepła w transformatorze.

2.1.3. Współczynnik przejmowania ciepła α

Wymiana ciepła może być realizowana: poprzez promieniowanie termiczne, przewodzenie oraz konwekcję.

Promieniowanie termiczne (radiacja) jest jednym z trzech rodzajów wymiany ciepła. Polega ona na emisji fal elektromagnetycznych przez każde ciało, które ma temperaturę wyższą od zera bezwzględnego [18÷20].

Przewodzenie ciepła polega na przekazywaniu energii wewnętrznej między cząsteczkami ciał, które stykają się bezpośrednio. Wymiana ciepła tylko przez przewodzenie występuję wyłącznie w ciałach stałych oraz w płynach, w których nie ma składowych ruchu konwekcyjnego [18÷20].

Wymianę ciepła w płynach należy wiązać przede wszystkim z konwekcją. Konwekcja polega na ruchu makroskopowych części płynu o różnej temperaturze. Wyróżnia się konwekcję naturalną oraz wymuszoną. Pierwszy rodzaj konwekcji

spowodowany jest różnicą gęstości, jaka tworzy się na skutek działania zewnętrznych sił masowych na części płynu o różnej temperaturze. Natomiast konwekcja wymuszona spowodowana jest przez dodatkowe urządzenia np. pompy, wentylatory lub dmuchawy [20÷24].

Radiacja, przewodzenie ciepła i konwekcja często zachodzą jednocześnie. Przeważnie któryś z tych sposobów wymiany ciepła odgrywa ważniejszą rolę i dlatego może być rozpatrywany osobno [20÷24].

Niniejsza rozprawa poświęcona jest wymianie ciepła w cieczy elektroizolacyjnej w transformatorze elektroenergetycznym, dlatego poniżej szerzej zostanie opisana konwekcja. W przeważającej liczbie transformatorów, ma miejsce konwekcja naturalna, dlatego rozważania ją opisujące ograniczono tylko do tego przypadku.

Konwekcja zachodzi pomiędzy powierzchnią ciała stałego, a stykającym się z nią płynem np. cieczą elektroizolacyjną. W pobliżu powierzchni ciała stałego (izolacji papierowej uzwojeń), zauważalny jest spadek prędkości płynu. Wpływ na tą prędkość ma przede wszystkim lepkość płynu. W pewnej odległości od powierzchni izolacji papierowej prędkość płynu wzrasta. Warstwa płynu, jaka tworzy się bezpośrednio przy izolacji papierowej, w której następuje wzrost prędkości, nazywamy warstwą przyścienną. Dzięki jej istnieniu występują dwa rodzaje wymiany ciepła poprzez przewodzenie (od strony powierzchni izolacji) oraz unoszenie (konwekcję - w warstwie odległej od powierzchni izolacji). Istnienie warstwy przyściennej ma istotny wpływ na wymianę ciepła zarówno dla przepływu laminarnego jak i turbulentnego. W pierwszym przypadku warstwa przyścienna jest gruba, stanowiąc znaczny opór cieplny. Natomiast dla przepływu turbulentnego warstwa przyścienna jest cienka, umożliwiając znaczną wymianę ciepła między cieczą elektroizolacyjną, a powierzchnią izolacji. Na grubość warstwy przyściennej oprócz rodzaju przepływu wpływają również: kształt powierzchni ciała stałego opływanego przez ciecz, jego chropowatość oraz prędkość płynu [19÷25].

Gęstość strumienia przejmowanego ciepła, pomiędzy płynem (cieczą elektroizolacyjną), a powierzchnią ciała stałego (izolacja papierowa uzwojeń), określona jest przez prawo Newtona (zależność 2.15) [14,20]:

$$q = \alpha_c \cdot (T_p - T_s) \tag{2.15}$$

gdzie:

q - powierzchniowe obciążenie cieplne powierzchni schładzanej [$W \cdot m^{-2}$],
α_c - całkowity współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
T_p - temperatura płynu [°C],
T_s - temperatura powierzchni ścianki [°C].

Występujący we wzorze (2.15) całkowity współczynnik przejmowania ciepła α_c określony jest przez zależność (2.16) [14,23]:

$$\alpha_c = \alpha_k + \alpha_r \tag{2.16}$$

gdzie:

α_k - konwekcyjny współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
α_r - radiacyjny współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$].

W przypadku cieczy można pominąć wymianę przez radiację, wówczas zależność (2.15) przyjmuje postać (2.17):

$$q = \alpha \cdot (T_p - T_s) \tag{2.17}$$

Chcąc wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła α należy zależność (2.17) przekształcić do postaci (2.18):

$$\alpha = \frac{q}{(T_p - T_s)} \tag{2.18}$$

Na podstawie zależności (2.18) stwierdza się, że współczynnik przejmowania ciepła przez konwekcję α zależy od powierzchniowego obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej oraz różnicy temperatury między powierzchnią ścianki T_s i temperatury płynu T_p.

Wyznaczenie współczynnika przejmowania ciepła jest zadaniem trudnym, ponieważ jego wartość jest funkcją wielu zmiennych (wzór 2.19):

$$\alpha = f(\rho,\ c_p,\ \beta,\ \mu,\ \lambda, T, p, \nu, g, \delta, t) \tag{2.19}$$

Ze wzoru (2.19) wynika, że współczynnik α zależy od własności termofizycznych płynu, takich jak: gęstość ρ, ciepło właściwe c_p, współczynnik rozszerzalności cieplnej β, lepkość dynamiczna μ, współczynnik przewodzenia ciepła λ, ciśnienia płynu p oraz od temperatury T. Na wartość α wpływa także prędkość płynu v, charakter przepływu płynu, przyspieszenie ziemskie g, wymiar charakterystyczny δ oraz czas t [14,20÷24].

Na podstawie wzoru (2.19) stwierdzono, że wyznaczenie współczynnika przejmowania ciepła α jest zadaniem skomplikowanym, jednak istnieje możliwość określenia jego wartości. W tym celu należy posłużyć się teorią podobieństwa lub wynikami badań eksperymentalnych [14,23].

Teoria podobieństwa określa warunki podobieństwa dwóch zjawisk fizycznych oraz umożliwia uzyskanie zależności dla zjawisk podobnych. W celu uznania dwóch zjawisk wymiany ciepła za podobne, muszą być spełnione trzy warunki. Warunek podobieństwa geometrycznego, hydrodynamicznego oraz cieplnego. Podobieństwo geometryczne występuję, gdy wymiary i kształty dwóch figur są podobne. Zazwyczaj skalą podobieństwa jest stały stosunek dwóch charakterystycznych wymiarów np. stosunek średnic przewodu do promieni. Podobieństwo hydrokinetyczne zachodzi, kiedy dowolne punkty w cieczy jednego układu mają w drugim układzie różne prędkości, ale te prędkości są do siebie proporcjonalne. Proporcjonalność ta ma być wyrażona stałym stosunkiem. Podobieństwo cieple wyrażone jest przez stały stosunek temperatury względem temperatury porównawczej w odpowiednich punktach dla obydwu układów [21,23].

Do opisu układów podobnych często stosuje się liczby kryterialne zwane również liczbami podobieństwa. Liczby te są liczbami bezwymiarowymi wyprowadzone z ogólnych równań wymiany ciepła. Dla konwekcji swobodnej oraz wymuszonej stosuję się niżej opisane liczby podobieństwa [20÷24].

Liczba Nusselta jest kryterium wymiany ciepła przy bezpośrednim kontakcie ciał wymieniających ciepło. Określona jest zależnością (2.20):

$$Nu = \frac{\alpha \cdot \delta}{\lambda} \tag{2.20}$$

gdzie:

α - współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],

δ - wymiar charakterystyczny [m],

λ - przewodność cieplna [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$].

Liczba Grashofa określa stosunek sił wyporu do sił tarcia wewnętrznego płynu. Jest ona kryterium podobieństwa, gdy wymiana ciepła zachodzi przy naturalnym ruchu płynu. Określona jest wzorem (2.21):

$$Gr = \frac{\delta^3 \cdot g \cdot \beta \cdot \Delta T}{\nu^2} \tag{2.21}$$

gdzie:

g - przyspieszenie ziemskie [$m \cdot s^{-2}$],

β - współczynnik rozszerzalności cieplnej [K^{-1}],

ΔT - różnica temperatury między temperaturą źródła, a temperaturą cieczy [°C],

v - lepkość kinematyczna [$m^2 \cdot s^{-1}$].

Liczba Prandlta jest kolejną liczbą podobieństwa określającą zjawisko wymiany ciepła w cieczach przez konwekcję. Zależna jest ona tylko od własności fizycznych cieczy (wzór 2.22) [23]:

$$Pr = \frac{\rho \cdot \nu \cdot c_p}{\lambda} \tag{2.22}$$

gdzie:

ρ - gęstość [$kg \cdot m^{-3}$],

c_p - ciepło właściwe [$J \cdot kg \cdot K^{-1}$].

Na podstawie wyżej wymienionych równań dla konwekcji swobodnej można napisać zależność (2.23) [23]:

$$Nu = c \cdot (Gr \cdot Pr)^n \tag{2.23}$$

gdzie:

c, n - stałe geometryczne.

Stałe c i n, występujące we wzorze (2.23), zostały wyznaczone doświadczalnie. Ich wartość zależy od iloczynu liczb Grashofa i Prandlta, które podano w tabeli 2.1.

Korzystając ze wzoru (2.23) po odpowiednich przekształceniach można otrzymać zależność (2.24) pozwalającą wyznaczyć wartość współczynnika przejmowania ciepła α dla konwekcji. Zależność tą podano poniżej:

$$\alpha = c \cdot \lambda^{1-n} \cdot g^n \cdot \delta^{3n-1} \cdot \beta^n \cdot \Delta T^n \cdot \rho^n \cdot c_p^n \cdot \upsilon^{-n} \tag{2.24}$$

Tabela 2.1. Wartości stałych geometrycznych c i n [14,22,24]

Charakter przepływu	***Gr·Pr***	***c***	***n***
Brak przepływu	$<10^{-3}$	0,45	0
Przepływ laminarny	$10^{-3} \div 5 \cdot 10^2$	1,18	0,125
Przepływ przejściowy	$5 \cdot 10^{-3} \div 2 \cdot 10^7$	0,54	0,25
Przepływ turbulentny	$>2 \cdot 10^7$	0,135	0,333

2.1.4 Czynniki wpływające na współczynnik przejmowania ciepła α

Jak widać na podstawie wzoru (2.24) współczynnik przejmowania ciepła α zależy między innymi od właściwości cieplnych cieczy (λ, β, ρ, c_p, ν), długości elementu grzejnego (δ) oraz spadku temperatury (ΔT). W odniesieniu do właściwości cieplnych cieczy można powiedzieć, że wzrost wartości przewodności cieplnej, ciepła właściwego, gęstości oraz rozszerzalności cieplnej, wywoła wzrost współczynnika α. Natomiast wzrost lepkości przyczyni się do spadku tego współczynnika. Na tej podstawie można powiedzieć, że współczynnik α będzie zależał od rodzaju cieczy elektroizolacyjnej, które z pewnością różnią się wspomnianymi pięcioma właściwościami cieplnymi. Można również dodać, że współczynnik α będzie zależał od obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej, które ma wpływ na spadek temperatury ΔT. Współczynnik α zależy także prawdopodobnie od położenia powierzchni schładzanej (pionowe, poziome), rozkładu pola temperatury wzdłuż wysokości elementu grzejnego oraz od położenia powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne).

Obecnie najczęściej stasowaną cieczą elektroizolacyjną w transformatorach jest olej mineralny, jednak producenci transformatorów szukają alternatyw dla tej cieczy. Powodem są między innymi coraz bardziej restrykcyjne przepisy dotyczące ochrony przeciwpożarowej oraz biodegradowalności. Do alternatyw dla oleju mineralnego można zaliczy estry naturalne, estry naturalne o obniżonej lepkości oraz estry syntetyczne [26]. Każda z wyżej wymienionych cieczy różni się właściwościami cieplnymi (Tabela 2.2), stąd można przypuszczać, że będą one miały różną wartość współczynnika przejmowania ciepła α. Dlatego autor w niniejszej pracy doktorskiej zamierza wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od użytej cieczy elektroizolacyjnej.

Tabela 2.2. Właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnych dla temperatury 20°C [27]

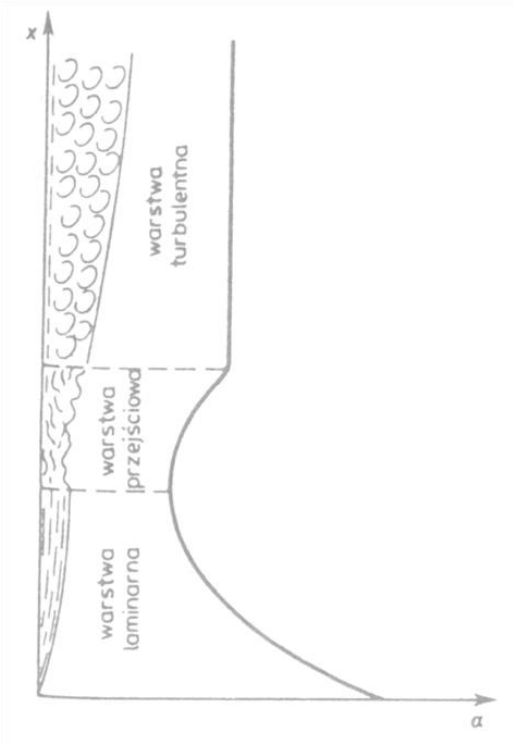
Właściwość	**Olej mineralny**	**Ester syntetyczny**	**Ester naturalny**
Przewodność cieplna λ [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$]	0,126	0,144	0,167
Lepkość υ [$mm^2 \cdot s^{-1}$]	22	70	78
Ciepło właściwe c_p [$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$]	1860	1880	1883
Gęstość ρ [$g \cdot ml^{-1}$]	0,88	0,97	0,92
Rozszerzalność cieplna β [K^{-1}]	0,00075	0,00075	0,00074

Na wartość współczynnika przejmowania ciepła α wpływa także obciążenie cieplne q powierzchni schładzanej, które ma wpływ na temperaturę. W tabeli 2.3 podano jak zmieniają się właściwości cieplne estru syntetycznego w zależności od temperatury. Na tej podstawie można stwierdzić, że temperatura, która zależy od obciążenia cieplnego q, ma wpływ na współczynnik przejmowania ciepła α.

Tabela 2.3. Właściwości cieplne estru syntetycznego dla temperatury 20°C i 80°C [27]

Właściwość	**Ester syntetyczny**	
	20°C	80°C
Przewodność cieplna λ [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$]	0,144	0,139
Lepkość υ [$mm^2 \cdot s^{-1}$]	70	10,5
Ciepło właściwe c_p [$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$]	1880	2023
Gęstość ρ [$kg \cdot m^{-3}$]	970	926
Rozszerzalność cieplna β [K^{-1}]	0,00075	0,00079

Współczynnik przejmowania ciepła α zależy prawdopodobnie także od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi. Dla poziomego i pionowego położenia układu wartość α będzie inna, ponieważ intensywność ruchu konwekcyjnego płynu chłodzącego (ciecz elektroizolacyjna) w obu przypadkach przypuszczalnie różni się.



Rys 2.3. Miejscowy współczynnik przejmowania ciepła α na powierzchni płaskiej płyty pionowej przy konwekcji swobodnej [14]

Obecnie, projektanci transformatorów zakładają, że dla powierzchni pionowej, na całej długości elementu grzejnego, wartość współczynnika przejmowania ciepła α jest stała i najczęściej przyjmuje się 100 $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ [2]. Takie założenie prowadzi do błędnego wyznaczenia spadków temperatury w transformatorze, ponieważ temperatura wzdłuż powierzchni elementu grzejnego (np. uzwojeń) znacząco się zmienia. Osiąga ona inne wartości dla dolnej, środkowej oraz górnej części elementu grzejnego. Nierównomierny rozkład

temperatury spowodowany jest ruchem konwekcyjnym cieczy, który nie jest jednakowy w całej jej objętości. Wynika to głównie z różnej wartości gęstości, co bezpośrednio wpływa na prędkość cieczy oraz charakter przepływu. Ruch konwekcyjny cieczy w początkowej fazie jest laminarny, a od wysokości około 1 m przechodzi w turbulentny wirowy (Rys.2.3) [3]. Zatem współczynnik przejmowania ciepła *α* prawdopodobnie ma inną wartość wzdłuż elementu grzejnego.

Współczynnik *α* zależy także od położenia powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne). Konwekcja swobodna w poziomych szczelinach pierścieniowych dla układów zamkniętych zależy od temperatury ścianek. Jeżeli w badanym układzie powierzchnia wewnętrzna ścianki (cylindrycznego uzwojenia) posiada wyższą temperaturę niż powierzchnia zewnętrzna (cylindryczna kadź), to ruch konwekcyjny cieczy elektroizolacyjnej występuje tylko powyżej najniżej położonego punktu ścianki wewnętrznej. Natomiast niżej położone warstwy cieczy są nieruchome. Dowodzi to, że położenie powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne) będzie miało wpływ na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α*.

Na podstawie wzoru 2.24 można powiedzieć, że współczynnik przejmowania ciepła *α* zależy między innymi od długości elementu grzejnego w potędze *3n-1*, gdzie *n* zależy od rodzaju ruchu cieczy (laminarny, turbulentny). W przypadku ruchu laminarnego zakłada się według literatury, że *n* =0,125. Wówczas wartość potęgi długości elementu grzejnego równa jest -0,625. Oznacza to, że dla ruchu laminarnego długość elementu grzejnego ma wpływ na współczynnik *α* w sposób odwrotnie proporcjonalny. Natomiast dla ruchu turbulentnego przyjmuje się według danych literaturowych, że wartość *n* równa jest 0,333. W takiej sytuacji wyrażenie *3n-1* równe jest zero. W takim przypadku długość elementu grzejnego nie powinna mieć wpływu na współczynnik *α*.

2.1.5 Podsumowanie

Podsumowując, wyznaczenie współczynnika przejmowania ciepła *α* jest zadaniem trudnym, ponieważ zależy on od wielu parametrów. Na wartość współczynnika *α* wpływają właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej, które są różne dla różnych rodzajów cieczy. Ponadto na wartość tego współczynnika wpływają także obciążenie cieplne powierzchni schładzanej, wymiar charakterystyczny, położenie powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom) oraz miejsca wyznaczania jego wartości (górne, środkowe, dolne dla położenia pionowego; oraz górne, boczne, dolne dla położenia poziomego). Dlatego autor w niniejszej pracy doktorskiej zamierza wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła *α* w zależności od rodzaju cieczy elektroizolacyjnej, powierzchniowego obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej, wymiaru charakterystycznego (długość elementu grzejnego), położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pionowego, poziomego) oraz położenia powierzchni schładzanej dla przypadku pionowego (góra, środek, dół) i poziomego (góra, bok, dół).

2.2. Skutki wynikające z podwyższonej temperatury w transformatorze

2.2.1. Wprowadzenie

Podczas pracy transformatora zawsze towarzyszą straty mocy, które powodują wzrost temperatury. Temperatura ma kluczowe znaczenie na długość eksploatacji transformatora. Jej wpływ na poszczególne części konstrukcyjne ma zarówno negatywne jak i pozytywne skutki, jednak skutków negatywnych jest znacznie więcej niż pozytywnych.

W kolejnych częściach rozdziału zastaną szczegółowo scharakteryzowane zagrożenia oraz korzyści wynikające z podwyższonej temperatury w transformatorze.

2.2.2. Zagrożenia

Skutki negatywne wynikające z podwyższonej temperatury występują we wszystkich częściach konstrukcyjnych transformatora. Ich negatywny wpływ jest zauważalny przede wszystkim w układzie izolacyjnym stałym (papier wraz z jego wszelkimi postaciami) oraz ciekłym (ciecz elektroizolacyjna).

Do głównych negatywnych skutków podwyższonej temperatury należy zaliczyć: przyspieszenie procesów starzeniowych układu izolacyjnego, spadek stopnia polimeryzacji papieru *DP* (ang. *Degree of Polymerization*), wzrost wydzielania się gazów, przyspieszenie formowania się siarczków miedzi oraz pogorszenie właściwości dielektrycznych papieru jak i cieczy elektroizolacyjnej.

Zachodzące w układzie izolacyjnym procesy starzeniowe, spowodowane wzrostem temperatury, wpływają negatywnie na czas eksploatacji transformatora. Zagadnieniem zależności między wzrostem temperatury, a jej negatywnym wpływem na żywotność układu izolacyjnego transformatora, jako pierwszy zajmował się Montsigner. Sformułował on tak zwane "prawo 8 stopni", które można wyrazić zależnością (2.25) [2,3,4]:

$$\tau = 20 \cdot 2^{\frac{95-T}{8}} \tag{2.25}$$

lub w formie częściej spotykanej (2.26):

$$\tau = 7{,}154 \cdot 10^{4} e^{-0{,}0865T} \tag{2.26}$$

gdzie:

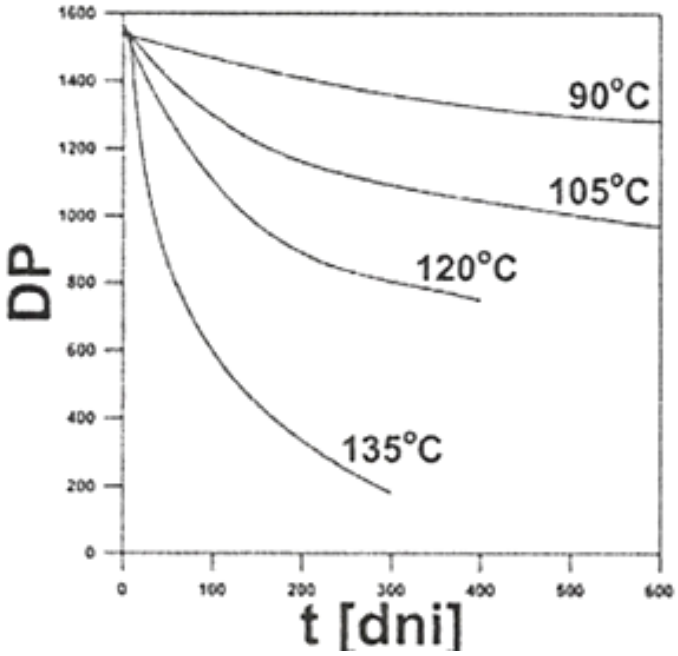
- T - temperatura najgorętszego miejsca (*ang. hot spot*) w rozpatrywanym uzwojeniu [°C],
- τ - żywotność izolacji transformatora [rok].

Montsigner stwierdził, że wzrost temperatury o 8°C powoduje dwukrotne zmniejszenie trwałości izolacji papierowej. Natomiast spadek temperatury o 8°C skutkować będzie dwukrotnym wzrostem trwałości. Dodatkowo zauważył, że trwale zanurzona izolacja papierowa w oleju mineralnym w temperaturze 95°C po 20 latach traci swoją wytrzymałość mechaniczną. Prawo to obowiązuje dla izolacji papierowej, wykonanej z celulozy, zaimpregnowanej olejem mineralnym. Prawo to należy stosować w zakresie temperatury od 120°C.

Starzeniem izolacji papierowej zanurzonej w oleju mineralnym zajmował się również F.M Clark. Sformułował on "prawo 5 stopni", stosowane dla przedziału 75÷100°C.

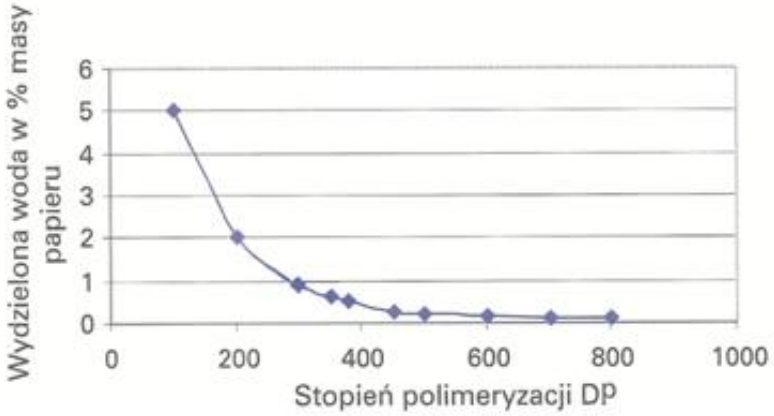
Wzrost temperatury powoduje spadek stopnia polimeryzacji papieru *DP* stosowanego do budowy izolacji stałej transformatora. Stopień polimeryzacji związany jest z liczbą wiązań cząstek glukozy w łańcuchu celulozy. Wielkość ta odgrywa znaczącą rolę podczas eksploatacji transformatora, ponieważ jest ściśle związana z wytrzymałością mechaniczną papieru. Przyjmuje się, że nowy papier posiada *DP* w granicach od 1100 do 1300, jednak już na etapie produkcji, ze względu na proces suszenia, jego wartość spada średnio o 10%. Podczas pracy transformatora oraz wzrostu temperatury następuje dalsze zmniejszenie stopnia polimeryzacji *DP*. Przyjmuje się, że dla *DP* równego 500÷600 wytrzymałość mechaniczna papieru spada aż o 50% wartości początkowej. Natomiast papier, dla którego *DP* = 200, uważa się za całkowicie zdegradowany [28,29].

Na rysunku 2.4 przestawiona została zależność stopnia *DP* w funkcji czasu i temperatury dla preszpanu zaimpregnowanego olejem mineralnym. Na podstawie rysunku można stwierdzić, że wzrost temperatury i czas mają negatywny wpływ na stopień *DP*, a tym samym na czas użytkowania izolacji papierowej.

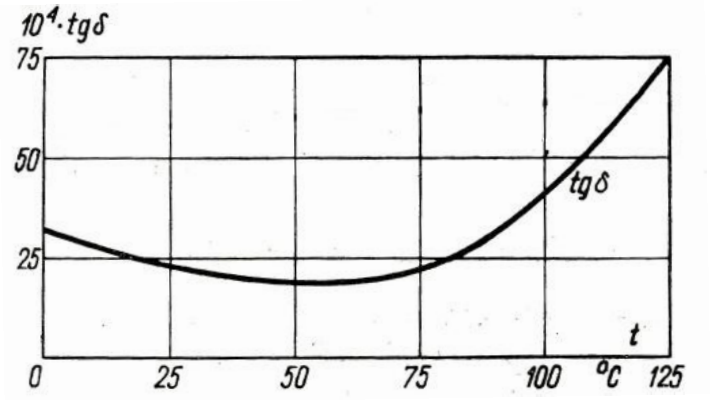


Rys. 2.4. Wpływ czasu i temperatury na wartość wskaźnika DP [28]

Negatywnym skutkiem rozpadu łańcuchów celulozy, pod wpływem podwyższonej temperatury, oprócz spadku stopnia *DP*, jest wydzielenie się między innymi wody z izolacji papierowej (Rys.2.5). Powoduje ona wzrost (od 60°C) współczynnika strat dielektrycznych *tgδ* (Rys.2.6), zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia wyładowań niezupełnych oraz spadek napięcia przebicia.



Rys. 2.5. Ilość wody w izolacji papierowej w zależności od stopnia DP [30]



Rys. 2.6. Zależność współczynnika strat dielektrycznych *tgδ od temperatury [31]*

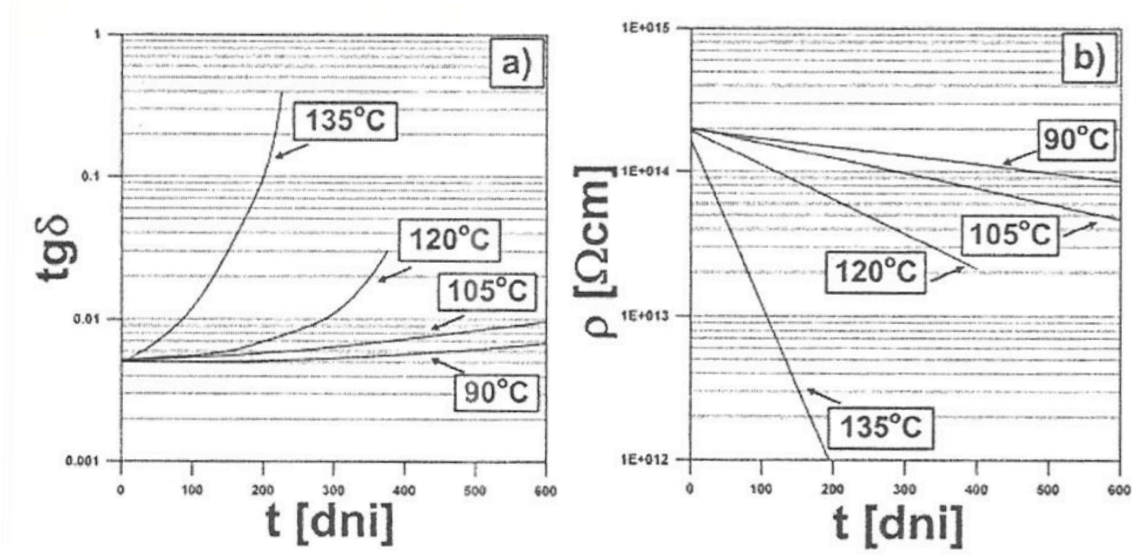
Wzrost temperatury oraz ilości wody powoduje zainicjowanie w celulozie reakcji hydrolizy, polegającej na rozrywaniu łańcuchów mostków tlenowych, co prowadzi do zmniejszenia liczby ogniw i przyłączeń grup hydroksylowych. Dalszy wzrost temperatury prowadzi do reakcji pyrolizy. Zachodzi ona w temperaturze około 200°C, powodując wydzielanie się śladowych ilości związków z grupy furanów (szczególnie 2FAL) oraz wody. W zaawansowanym etapie pyrolizy tworzą się różnego typu substancje smoliste oraz szlam, natomiast w końcowym etapie może nastąpić efekt karbonizacji celulozy. Pojawienie się zanieczyszczeń w postaci szlamu oraz substancji smolistych będzie wpływało na zwiększenie lepkości cieczy elektroizolacyjnej i wzrost liczby kwasowej oraz spowoduje spadek przewodności cieplnej, utrudniając tym samym jej ruch (np. w kanałach chłodzących izolację), co uniemożliwiać będzie skuteczną wymianę ciepła. Obecność szlamu, będącego wynikiem lokalnych wysokotemperaturowych przegrzań, powodować będzie wzrost wartości natężenia pola elektrycznego, a tym samym większe prawdopodobieństwo rozwoju wyładowań niezupełnych, wydzielenia się wodoru oraz metanu [28,29].

Podwyższona temperatura powoduje również przyspieszone formowanie się siarczków miedzianych. Jest to kolejny mechanizm degradacji izolacji papierowo-olejowej. Powodują one wraz z tlenem zainicjowanie korozji generującej jony miedzi. Każdy wzrost temperatury o około 10°C skutkuje podwojeniem się tempa formowania siarczków [31,32].

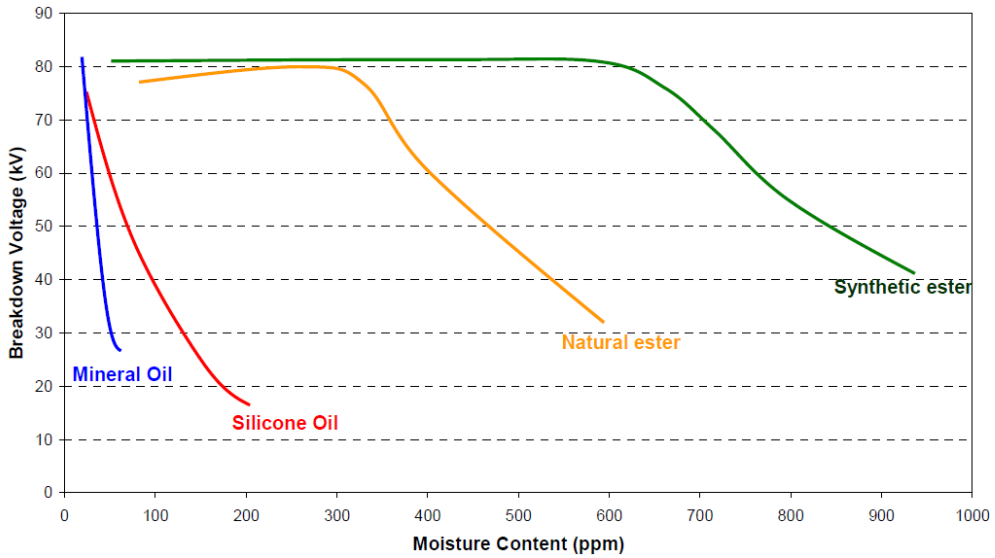
Temperatura ma przede wszystkim negatywny wpływ na właściwości elektroizolacyjne oleju. W wyniku podwyższonej temperatury ulegają rozpadowi wiązania między atomami oleju. Podwyższona temperatura, podobnie jak dla izolacji papierowej, również powoduje wzrost zawartości wody. Wzrost zawartości wody powoduje spadek temperatury, przy której zostanie zainicjowany efekt bąbelkowania cieczy (ang. *bubble effect*). Zjawisko to polega na gwałtownym uwalnianiu się pary wodnej z izolacji papierowej transformatora. Dla transformatorów, które posiadają poziom zawilgocenia 2-3%, efekt ten może zaistnieć w temperaturze już od 125°C [33,34].

Zawartość wody w układzie izolacyjnym będzie wpływała także na obciążalność transformatora. Rozkład wody w izolacji papierowej i ciekłej nie jest stały i jednorodny. Rozkłady te są zróżnicowane ze względu na niejednorodny rozkład pola temperaturowego. Dopuszczalna temperatura pracy izolacji zależy przede wszystkim od zawilgocenia papieru i jego temperatury. Od tych dwóch parametrów będzie zależało nasycenie się oleju wodą i możliwość powstania pęcherzyków gazu, które mogą przyspieszyć powstanie wyładowań niezupełnych. Dlatego transformator posiadający zawilgocony układ izolacyjny nie powinien być przeciążany, ponieważ wiąże się to ze wzrostem temperatury [34].

Woda oraz wysoka temperatura wpływają również negatywnie na współczynnik strat dielektrycznych *tgδ* powodując jego wzrost (Rys.2.7a), na spadek rezystywności *ρ* (Rys.2.7b), oraz na spadek wartości napięcia przebicia (Rys.2.8) [30].



Rys. 2.7. Wykresy zależności współczynnika strat dielektrycznych tgδ (a) oraz rezystywności ρ (b) w funkcji temperatury i czasu [28]



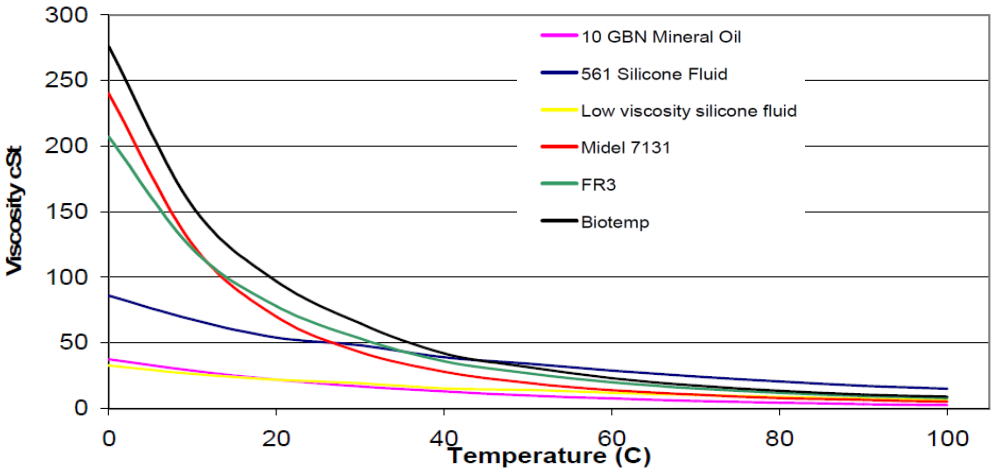
Rys. 2.8. Wykres zależności napięcia przebicia od zawartości wody dla różnych cieczy elektroizolacyjnych [27]

Nagły, szybki i niekontrolowany wzrost temperatury przy stałej objętości kadzi może spowodować wzrost ciśnienia we wnętrzu transformatora, powodując jego rozszczelnienie, a w najgorszym wypadku nawet wybuch [35,36].

Ostatnim negatywnym wpływem podwyższonej temperatury pracy na ciecz elektroizolacyjną jest możliwość przekroczenia temperatury zapłonu cieczy, która dla oleju jest stosunkowo niska. Wynosi ona około od 160 do 170°C [37].

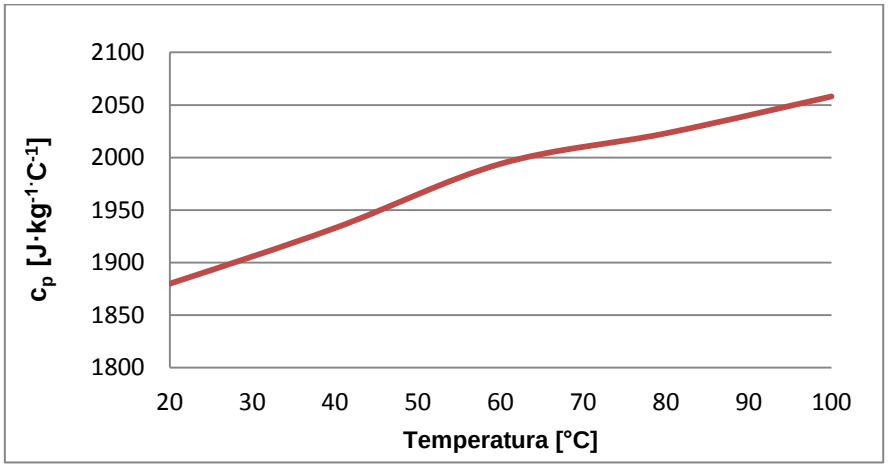
2.2.3. Korzyści

Wzrost temperatury ma także pewne pozytywne skutki, jednak jest ich zdecydowanie mniej niż skutków negatywnych. Do zalet podwyższonej temperatury można zaliczyć poprawę niektórych właściwości cieplnych cieczy. Na rysunku 2.9 przedstawiono wykres zależności lepkości od temperatury dla różnych cieczy elektroizolacyjnych. Na jego podstawie można stwierdzić, że wraz ze wzrostem temperatury lepkość gwałtownie maleje. Jest to pożądana cecha, ponieważ spadek lepkości cieczy umożliwia szybszy ruch cieczy we wnętrzu transformatora.



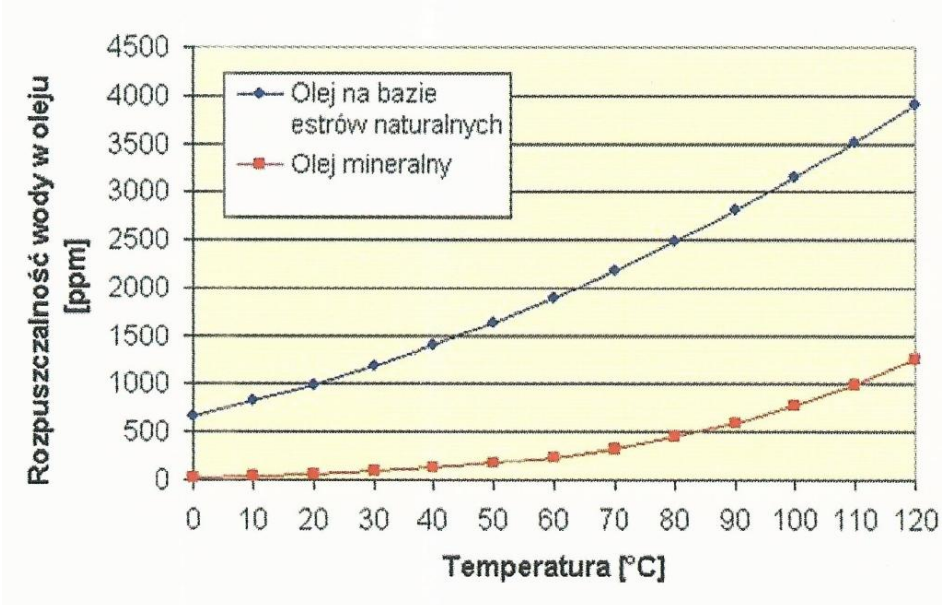
Rys. 2.9. Wykres zależności lepkości od temperatury dla różnych cieczy [27]

Kolejnym pozytywnym skutkiem wzrostu temperatury jest wzrost ciepła właściwego cieczy elektroizolacyjnej c_p (Rys.2.10). Ciepło właściwe jest związane z pojemnością cieplną substancji. Pojemność cieplna określa ile energii (ciepła) może zostać przyjęte przez płyn. Zatem wzrost ciepła właściwego cieczy elektroizolacyjnej będzie powodował bardziej efektywne oddawanie ciepła z wnętrza transformatora do jego otoczenia.



Rys. 2.10. Wykres zależności ciepła właściwego c_p od temperatury dla estru syntetycznego MIDEL 7131 [27]

Wzrost temperatury powoduje również zmniejszenie ryzyka krzepnięcia oleju oraz wzrost rozpuszczalności wody w cieczy. Dzięki wzrostowi rozpuszczalności wody w cieczy elektroizolacyjnej istnieje możliwość pewnego rodzaju osuszania izolacji papierowej przez ciecz (szczególnie przez estry - Rys.2.11), ponieważ absorbuje ona cząsteczki wody, które powstają na skutek zrywania łańcuchów glukozy w celulozie [37,38÷40].



Rys. 2.11. Rozpuszczalność wody w oleju mineralnym oraz w estrze naturalnym w zależności od temperatury [39]

2.2.4. Podsumowanie

Podsumowując, temperatura wpływa bezpośrednio na długość życia izolacji transformatora. Wzrost temperatury układu izolacyjnego zawsze niesie ze sobą negatywne, oraz w mniejszym stopniu, pozytywne skutki. Do najważniejszych negatywnych skutków zalicza się spadek napięcia przebicia, spadek stopnia polimeryzacji celulozy, wzrost współczynnika strat dielektrycznych oraz wzrost zawilgocenia. Wzrost temperatury powoduje również pogorszenie niektórych właściwości cieplnych izolacji takich jak spadek przewodności cieplnej cieczy oraz powstanie szlamu, który powoduje zwiększenie lepkości cieczy ograniczając poprawne funkcjonowanie układu chłodzenia. Wzrost temperatury ma także pewne pozytywne skutki. Zalicza się do nich poprawę niektórych właściwości cieplnych cieczy np. spadek lepkości, wzrost ciepła właściwego oraz wzrost rozpuszczalności wody w cieczy.

2.3. Projektowanie transformatorów z punktu widzenia pola temperaturowego

Transformator wysokiego napięcia pełni kluczową rolę w systemie elektroenergetycznym. Od jego pracy będzie zależało funkcjonowanie pozostałych elementów sieci elektroenergetycznej. Dlatego tak ważnym jest, aby został on prawidłowo zaprojektowany zarówno od strony mechanicznej jak i elektrycznej oraz cieplnej.

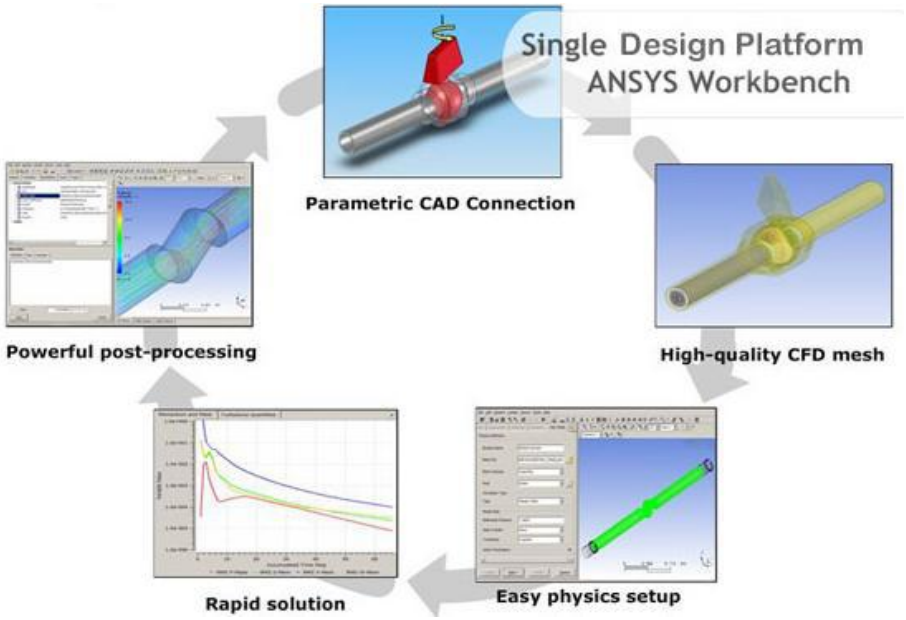
Konstruktorzy na etapie projektowania oraz montażu transformatora muszą zwracać uwagę na wiele czynników mogących mieć wpływ pozytywny bądź negatywny na jego pracę w sieci elektroenergetycznej. Jednym z tych czynników jest temperatura uzwojeń oraz układu izolacyjnego. W podrozdziale 2.2.2 wykazano szereg negatywnych skutków podwyższonej temperatury. Na ich podstawie można stwierdzić, że to właśnie ona ma znaczący wpływ na długość eksploatacji transformatora oraz na jego prawidłowe funkcjonowanie. Z powodu możliwości pracy transformatora w warunkach podwyższonej temperatury powinno dążyć się, aby materiały celulozowe wraz z cieczą elektroizolacyjną, tworzące układ izolacyjny, charakteryzowały się możliwie jak najlepszymi właściwościami elektrycznymi oraz termicznymi. Dlatego w biurach konstrukcyjnych coraz częściej projektuje się transformatory także od strony cieplnej, wykorzystując przy tym nowoczesne programy komputerowe symulujące rozkład pola temperaturowego.

Na przestrzeni ostatnich lat nastąpił gwałtowny rozwój programów służących do symulacji pola temperaturowego transformatorów. Programy te wykorzystują dziedzinę obliczeniową mechaniki płynów zwaną CFD (ang*. Computational Fluid Dynamics*). Korzysta ona z metod oraz algorytmów pozwalających użytkownikowi rozwiązać zagadnienia dotyczące przepływu płynów, wyznaczenia rozkładu prędkości oraz temperatury w płynie.

Programy CFD opierają swoje działanie na równaniach Naviera-Stokesa, najczęściej wykorzystując Metodę Elementów Skończonych (MES). MES należy

do metod dyskretyzacji układów geometrycznych, która polega na podziale analizowanego obszaru na pewną skończoną liczbę elementów (podobszarów). Efektem dyskretyzacji jest zamienienie układu o nieskończonej liczbie stopni swobody do układu o skończonej liczbie stopni swobody. Program komputerowy, który wykorzystuje podczas obliczeń metodę elementów skończonych, oprócz dyskretyzacji modelu geometrycznego, dyskretyzuje również wielkości fizyczne reprezentowane przez funkcje ciągłe [41,42].

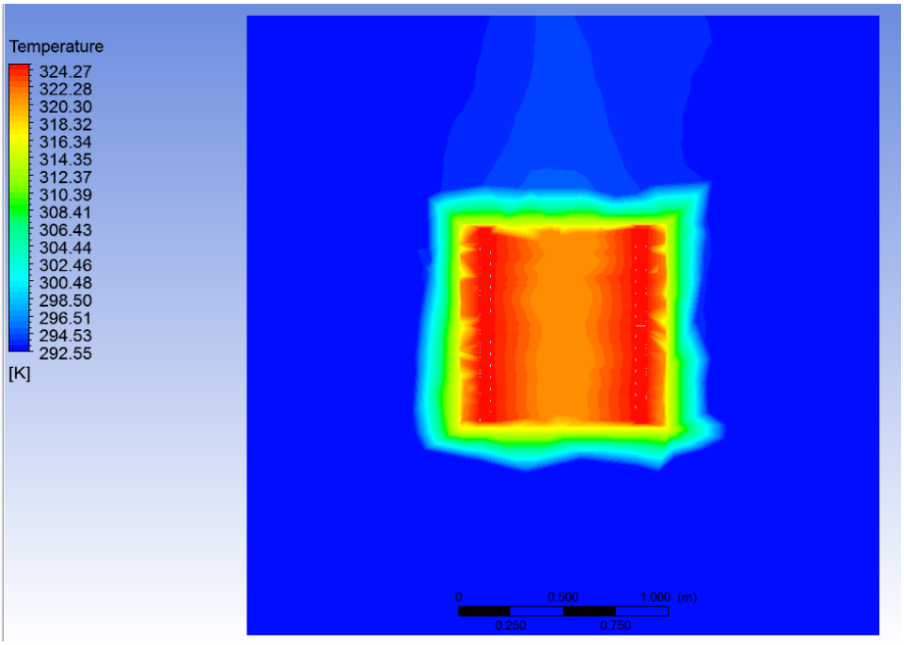
Jednym z najbardziej znanych i rozpowszechnionych programów symulacyjnych, służących do modelowania pola temperaturowego urządzeń elektroenergetycznych, jest ANSYS CFX. Na rysunku 2.12 pokazano schematycznie poszczególne kroki, jakie trzeba wykonać, aby przeprowadzić symulację pola temperaturowego.



Rys. 2.12. Proces przebiegu symulacji [42]

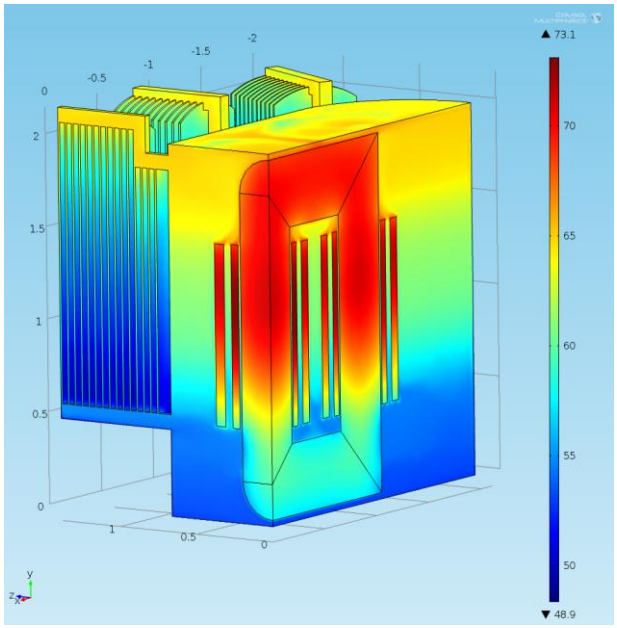
W celu wykonania symulacji w programie ANSYS CFX należy w pierwszym kroku powiązać model w systemie CAD ze środowiskiem Workbench. Można to zrobić na dwa sposoby. Pierwszy sposób polega na imporcie gotowego modelu trójwymiarowego (3D) narysowanego wcześniej w innym programie np. Inventor i zaimplementowanie go do programu ANSYS. Natomiast drugi sposób polega na przygotowaniu geometrii modelu w module Design Modeler. Jednak te ostatnie rozwiązanie jest dość rzadko stosowane dla skomplikowanych modeli, ponieważ moduł ten nie jest tak wydajny, jak programy służące tylko do rysowania w 3D. Kolejnym krokiem jest dyskretyzacja modelu i przygotowanie siatki w module ANSYS Meshing, która będzie odpowiednia do badanego zjawiska. Następnie w module PRE-CFX użytkownik ma możliwość zadania warunków brzegowych oraz przypisania odpowiednich materiałów do wybranych elementów modelu, których właściwości są już zdefiniowane w gotowych bibliotekach lub zadania własnych. Kolejno, maszyna licząca wykonuje obliczenia w module CFX-Solver, aby w następnym kroku, w module CFD-Post, uzyskać graficzne przedstawienie wyników symulacji. Dzięki temu modułowi użytkownik ma możliwość w bardzo

łatwy i czytelny sposób przeanalizowania wyników symulacji. Dodatkowo program umożliwia stworzenie raportów oraz animacji. Na rysunku 2.13 przedstawiono przykładowy wyniki symulacji pola temperaturowego uproszczonego modelu transformatora wykonanego w programie ANSYS CFX [42,43].



Rys. 2.13. Rozkład pola temperaturowego w uproszczonym modelu transformatora energetycznego [43]

Oprócz programu ANSYS CFX do symulacji rozkładu pola temperaturowego projektanci transformatorów wykorzystują program COMSOL Multiphysics. Podobnie jak ANSYS należy do programów z rodziny CFD. Wykorzystuje on metodę elementów skończonych do dyskretyzacji układów geometrycznych, umożliwia użytkownikowi zdefiniowanie własnych materiałów lub skorzystanie z gotowych bibliotek. Posiada moduł do prezentowania wyników symulacji w postaci graficznej. Program COMSOL pozwala użytkownikowi łączyć wiele zjawisk fizycznych w jednej symulacji. Podobnie jak program ANSYS, COMSOL może współpracować z programami do modelowania w trójwymiarze (Catia, Inventor) oraz z arkuszem kalkulacyjnym Excel. Na rysunku 2.14 przedstawiono przykładowy rozkład pola temperaturowego w transformatorze dystrybucyjnym. Symulacje wykonano w programie COMSOL Multiphysics w wersji 4.5.



Rys. 2.14. Rozkład pola temperaturowego w transformatorze dystrybucyjnym 10 MVA [44]

Programy takie jak ANSYS czy COMSOL oprócz wielu zalet posiadają także wady. Proces tworzenia nowego transformatora w programach do modelowania w 3D jest czasochłonny, średnio trwa parę tygodni. O ile sama implementacja modelu 3D do programów typu CFD nie jest pracochłonna, to zadanie odpowiednich warunków brzegowych, właściwości materiałów (często poprzedzone wcześniejszymi długotrwałymi badaniami w laboratorium) oraz przeprowadzenie obliczeń, już tak. Dodatkowo projektant musi posiadać odpowiednie kwalifikacje oraz znać bardzo dobrze programy nie tylko ich obsługę, ale również fizykę zjawisk, na której opierają swoje działanie. Ponadto wymagają one stosunkowo szybkich i pojemnych maszyn liczących, które niestety są drogie. Jednak inwestycje w tego typu programy przez firmy produkujące transformatory wydają się być nieuniknione. Głównie z powodu coraz to większego zapotrzebowania na nowe transformatory, które muszą spełniać wiele rygorystycznych norm i indywidualnych wymogów narzuconych przez klientów [43,44].

Z powodu pewnych niedogodności wiążących się z użytkowaniem wyżej wymienionych programów (np. czas wykonania symulacji) istnieje czasami potrzeba szybszego zaprojektowania transformatora pod względem rozkładu temperatury. Jedna z firm produkująca transformatory w Polsce szukając prostszych i mniej czasochłonnych metod wyznaczania pola temperaturowego transformatora, postanowiła nawiązać współpracę, w ramach której powstała niniejsza praca doktorska. Metoda, jaką zastosowano w celu wyznaczania przybliżonego rozkładu pola temperaturowego transformatora, wymagała znajomości współczynnika przejmowania ciepła α. Jak wykazano w równaniu (2.10), do wyznaczenia pola temperaturowego (ΔT) wymagana jest tylko znajomość powierzchniowego obciążenia cieplnego q oraz współczynnika α.

Jak wykazano w podrozdziale 2.1.3 współczynnik przejmowania ciepła α jest funkcją wielu zmiennych. Można zatem przypuszczać, że jego wartość będzie

różna w zależności od użytej cieczy elektroizolacyjnej, od obciążenia cieplnego *q* powierzchni schładzanej, od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom). Wartość współczynnika *α* prawdopodobnie będzie zmienna wzdłuż elementu grzejnego, zależeć będzie także od jego długości, od położenia powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne). W związku z tym zachodzi konieczność, aby w transformatorze poznać wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* dla wyżej wymienionych przypadków.

Jak już wspomniano w podrozdziale 2.1.4, każda z obecnie stosowanych cieczy elektroizolacyjnych różni się właściwościami cieplnymi. Dlatego można przypuszczać, że współczynnik przejmowania ciepła *α* będzie również różny w zależności od użytej cieczy elektroizolacyjnej.

Wartość współczynnika przejmowania ciepła *α*, jak stwierdzono w podrozdziale 2.1.4, będzie zależała od obciążenia cieplnego *q* powierzchni schładzanej, które ma wpływ na temperaturę. Wartość temperatury bezpośrednio wpływa na właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej. Stąd można wywnioskować, że temperatura, na którą wpływa obciążenie cieplne *q*, ma wpływ na współczynnik przejmowania ciepła *α*.

W tym samym podrozdziale napisano, że współczynnik *α* zależy przypuszczalnie od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi. Intensywność ruchu konwekcyjnego cieczy elektroizolacyjnej będzie różna w zależności od położenia powierzchni schładzanej (pion, poziom). Zatem wartość współczynnika *α* będzie inna dla tych dwóch przypadków.

W podrozdziale 2.1.4 założono, że współczynnik *α* prawdopodobnie jest zmienny wzdłuż elementu grzejnego, ponieważ pole temperaturowe w transformatorze nie jest jednorodne. Temperatura dla górnej, środkowej oraz dolnej części elementu grzejnego osiąga różne wartości. Ponadto zauważano, że od wysokości 1 m ruch konwekcyjny cieczy elektroizolacyjnej, który początkowo był laminarny, przechodzi w turbulentny. Zatem wartość współczynnika *α* będzie prawdopodobnie ulegała zmianie wzdłuż elementu grzejnego oraz będzie mieć przypuszczalnie inną wartość w zależności od długości elementu grzejnego.

W podrozdziale 2.1.4 zauważano, że na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* zapewnie wpływa także położenie powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne). Wynika to głównie z ruchu konwekcyjnego cieczy elektroizolacyjnej, który jest różny w zależności od położenia cieplejszej powierzchni (uzwojenia) względem powierzchni schładzanej (kadź). Dlatego należy przypuszczać, że współczynnik przejmowania ciepła *α* będzie inny dla poziomego: górnego, bocznego i dolnego położenia powierzchni schładzanej względem elementu grzejnego.

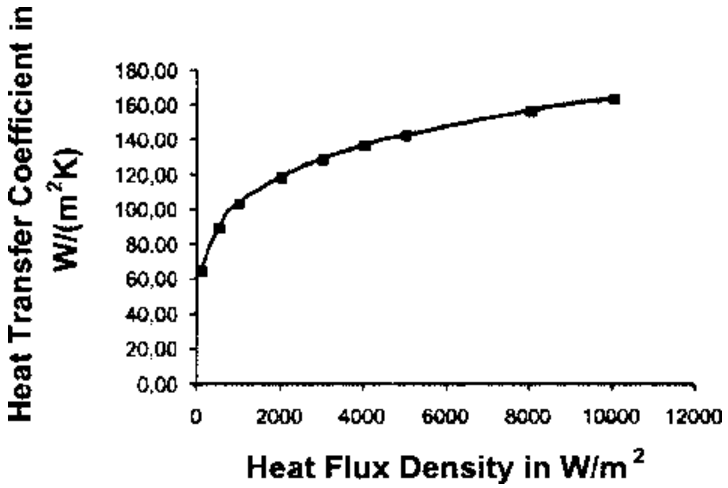
Jak przedstawiono w podrozdziałach 2.1.3 oraz 2.1.4 na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* wpływa wiele czynników. Na podstawie dostępnej literatury można znaleźć tylko niektóre wartości *α* dla przypadków opisanych w powyższych akapitach. W tabeli 2.4 przedstawiono wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od użytej cieczy elektroizolacyjnych dla temperatury 20°C.

Tabela 2.4. Współczynnik przejmowania ciepła *α* cieczy elektroizolacyjnych dla temperatury 20°C [13]

Współczynnik przejmowania ciepła *α* $[W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}]$			
Olej mineralny	Ester syntetyczny	Ester naturalny	Ester naturalny o obniżonej lepkości
85,77	72,93	78,05	Brak danych

Na podstawie tabeli 2.4 można stwierdzić, że obecnie stosowane ciecze elektroizolacyjne charakteryzują się różnym współczynnikiem przejmowania ciepła *α*. W dostępnej literaturze [13,14,45] można znaleźć jego wartość dla oleju mineralnego estru syntetycznego i naturalnego. Jednak ze względu na ciągłe poszukiwanie alternatyw dla oleju mineralnego oraz szukanie cieczy, która będzie się charakteryzowała między innymi podobnymi właściwościami cieplnymi, co olej mineralny oraz podobną biodegradowalnością jak estry, został wyprodukowany ester naturalny o obniżonej lepkości. Można przypuszczać, że wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* dla estru naturalnego o obniżonej lepkości będzie inna niż dla oleju mineralnego, estru syntetycznego oraz naturalnego. Dlatego autor niniejszej pracy doktorskiej postanowił wyznaczyć wartość *α* także dla tej cieczy.

W podrozdziale 2.1.4 założono, że na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* wpływa także obciążenie cieplne *q* powierzchni schładzanej, które ma wpływ na temperaturę. Na podstawie dostępnej literatury stwierdzono, że wartość współczynnika *α* w zależności od obciążenia cieplnego *q,* została określona tylko dla oleju mineralnego (Rys. 2.15) [46]. Natomiast dla pozostałych cieczy elektroizolacyjnych takich jak ester syntetyczny, ester naturalny i ester naturalny o obniżonej lepkości już nie. Dodatkowo wykazano, że wraz ze wzrostem obciążenia cieplnego *q*, który ma wpływ na temperaturę, zmieniają się właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej, co bezpośrednio wpływa na wartość współczynnika *α*. W związku z tym w przedstawionej rozprawie doktorskiej autor zdecydował sie zbadać wpływ obciążenia cieplnego *q* na wartość *α* dla obecnie stosowanych w przemyśle elektroenergetycznym cieczy elektroizolacyjnych.



Rys. 2.15. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej dla oleju mineralnego [46]

W podrozdziale 2.1.4 stwierdzono, że na wartość współczynnika przejmowania ciepła α ma wpływ położenie powierzchni schładzanej względem ziemi. Dla położenia pionowego i poziomego występuje rożna intensywność ruchu konwekcyjnego cieczy elektroizolacyjnej. Można zatem przypuszczać, że wartość współczynnika przejmowania ciepła α różni się dla tych dwóch przypadków. Dla powierzchni pionowych omywanych olejem mineralnym przyjmuje się w obliczeniach uśrednioną wartość α równą około 100 $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ niezależnie od różnicy temperatury między olejem, a otoczeniem. Takie założenie może prowadzić do błędnego wyznaczenia spadków temperatury w transformatorze [2,3]. Dlatego w przedstawionej rozprawie doktorskiej autor zdecydował się wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła α dla pionowego oraz dla poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi. Wartość współczynnika α dla obydwu przypadków przedstawionych powyżej zostanie wyznaczona nie tylko dla oleju mineralnego, ale także dla jego alternatyw, do których zalicza się ester naturalny, ester naturalny o obniżonej lepkości oraz ester syntetyczny.

W poprzednich akapitach stwierdzono, że projektanci transformatorów dla powierzchni pionowej omywanej olejem mineralnym wzdłuż całej jej wysokości zakładają stałą wartość współczynnika przejmowania ciepła α. Takie założenie jest niepoprawne. W dostępnej literaturze nie ma informacji na temat wartości współczynnika α dla górnej, środkowej oraz dolnej części elementu grzejnego. Można przypuszczać, że te wartości nie są sobie równe ze względu na niejednorodne pole temperaturowe. W związku z tym w niniejszej pracy doktorskiej postanowiono wyznaczyć wartość współczynnika przejmowania ciepła α wzdłuż elementu grzejnego dla wszystkich badanych cieczy elektroizolacyjnych.

W podrozdziale 2.1.4 zauważono, że współczynnik przejmowania ciepła α ma prawdopodobnie różną wartość w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne). W dostępnej literaturze [2,3,4,13,14,45] można znaleźć tylko niepełne informacje dotyczące współczynnika α. Z tego powodu autor poniżej przedstawionej pracy doktorskiej postanowił wyznaczyć wartość współczynnika α w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem elementu grzejnego.

W podrozdziale 2.1.4 stwierdzono, że współczynnik przejmowania ciepła α zależy od długości elementu grzejnego w potędze $3n-1$, gdzie na wartość parametru n wpływ ma rodzaj ruchu cieczy (laminarny, turbulentny). W związku z brakiem kompletnych danych na temat wartości α w zależności od długości elementu grzejnego, autor przedstawionej poniżej rozprawy doktorskiej postanowił wyznaczyć jego wartość w zależności od długości elementu grzejnego.

W tablicy 2.5 przedstawiono tabelaryczne ujęcie dostępnych danych w literaturze dotyczących wartości współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od, rodzaju cieczy, wpływu obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej, położenia powierzchni schładzanej względem ziemi, górnej, środkowej i dolnej części elementu grzejnego (pion), poziomego położenia powierzchni schładzanej względem cieczy oraz długości elementu grzejnego.

Tabela 2.5 Dostępne wartości współczynnika przejmowania ciepła *α* [2,3,4,13,14,45]

Dostępne w literaturze wartości współczynnika przejmowania ciepła *α* w dla:					
Rodzaju cieczy		olej mineralny	ester naturalny	ester syntetyczny	ester naturalny o obniżonej lepkości
		dane niepełne	dane niepełne	dane niepełne	brak danych
Wpływu obciążenia cieplnego *q* powierzchni schładzanej		dostępne dane	brak danych	brak danych	brak danych
Położenia powierzchni schładzanej względem ziemi	**pion**	dane niepełne	dane niepełne	dane niepełne	brak danych
	poziom	dane niepełne	dane niepełne	dane niepełne	brak danych
Górnej, środkowej i dolnej części elementu grzejnego w położeniu pionowym		dane niepełne	dane niepełne	dane niepełne	brak danych
Poziomego położenia powierzchni schładzanej względem cieczy	**górne**	dane niepełne	dane niepełne	dane niepełne	brak danych
	boczne				
	dolne				
Długości elementu grzejnego		dane niepełne	dane niepełne	dane niepełne	brak danych

Na podstawie tabeli 2.5 można stwierdzić, że dla większości przypadków, które zostały w niej rozpatrzone w dostępnej literaturze, brakuje informacji na temat wartości współczynnika przejmowania ciepła *α.*

W związku z tym możliwe jest niepoprawne wyznaczenie rozkładu pola temperaturowego w transformatorze energetycznym na podstawie niepełnych danych oraz przyjętych uproszczonych wartości współczynnika przejmowania ciepła *α* cieczy elektroizolacyjnej. Dlatego autor niniejszej rozprawy doktorskiej postanowił wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła *α* w zależności od:

a) rodzaju cieczy elektroizolacyjnej,
b) obciążenia cieplnego *q* powierzchni schładzanej,
c) położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom),
d) miejsca na elemencie grzejnym (górne, środkowe i dolne; dla pionowego położenia elementu grzejnego),
e) miejsca na elemencie grzejnym (górne, boczne, dolne; dla poziomego położenia elementu grzejnego),
f) długości elementu grzejnego,

co stanowi genezę i zakres niniejszej pracy doktorskiej.

Dzięki wyznaczeniu współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od przypadków przedstawionych powyższych podpunktach, będzie można skorzystać z metody zaprezentowanej w niniejszej pracy doktorskiej służącej do stosukowo

prostego wyznaczania pola temperaturowego transformatora. W konsekwencji tego projektanci transformatorów będą mogli szybciej i dokładniej zaprojektować transformator od strony cieplnej.

2.4. Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α*

W niniejszym rozdziale opisano zasadę oraz układ do pomiaru współczynnika przejmowania ciepła *α*.

Ogólna zasada przeprowadzania pomiarów współczynnika przejmowania ciepła *α* polega na nagrzewaniu materiału i obserwacji zmian temperatury na jego powierzchni. Nagrzewanie badanego elementu realizowane jest najczęściej za pomocą prądu elektrycznego. Dzięki niemu osiągany jest stan równowagi termicznej, który przejawia się nie zmiennością temperatury w funkcji czasu. Zakłada się, że cała moc grzejna (określona prawem Newtona 2.27) jaka zostanie wygenerowana na skutek zaburzenia termicznego spowodowanego przepływającym prądem, zostanie przekazana do cieczy otaczającej badany element:

$$Q = \alpha \cdot S \cdot \Delta T = \alpha \cdot S \cdot (T_p - T_s) \tag{2.27}$$

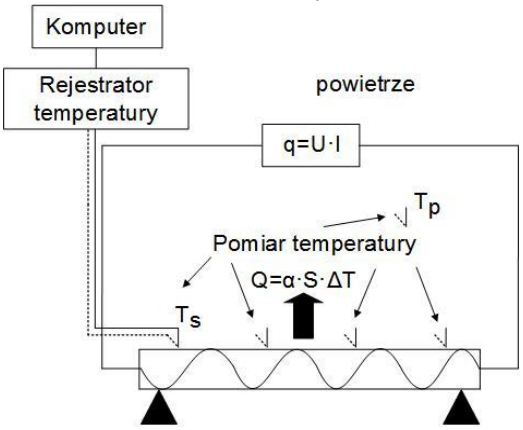
gdzie:

- Q - moc grzejna [W],
- α - współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
- S - powierzchnia badanego elementu [m^{-2}],
- T_s - temperatura powierzchni badanego elementu [°C],
- T_p - temperatura płynu [°C].

Przekształcając zależności (2.27) oraz podstawiając w miejsce *q* napięcie *U* oraz prąd *I* można wyznaczyć konwekcyjny współczynnik przejmowania ciepła *α*, który jest opisany równaniem (2.28):

$$\alpha = \frac{Q}{S \cdot (T_p - T_S)} = \frac{U \cdot I}{S \cdot (T_p - T_S)} \tag{2.28}.$$

Analizując wzór (2.28) stwierdza się, że na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* wpływa napięcie *U* oraz prąd *I*, wartość powierzchni *S* badanego elementu i różnica temperatury między T_s a T_p.



Rys. 2.16. Schemat ideowy stanowiska laboratoryjnego służącego do wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła α na powierzchni walca w warunkach konwekcji swobodnej dla powietrza [47]

Na rysunku 2.16 został przedstawiony schemat ideowy stanowiska laboratoryjnego służącego do wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła *α.* Stanowisko laboratoryjne składa się z poziomej rury o znanej średnicy, długości oraz powierzchni bocznej *S*. Układ umocowany jest na dwóch stojakach. We wnętrzu rury znajduje się grzejnik elektryczny, który dostarcza określoną moc cieplną *Q*. W pewnej odległości od układu oraz na powierzchni rury zamontowane są przyrządy do pomiaru temperatury. Najczęściej do tego celu wykorzystywane są termopary albo sondy pomiarowe Pt100 lub Pt1000. Zastosowane sondy do pomiaru temperatury podłączone są do rejestratora temperatury, który za pomocą programu komputerowego zapisuje temperaturę na powierzchni walca i temperaturę powietrza. Pomiary dokonywane są w określonym odstępie czasowym, które kończą się w momencie uzyskania ustalonego stanu cieplnego, czyli w momencie ustabilizowania się w czasie temperatury na powierzchni rury i otoczenia. W celu wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła *α* korzystając ze wzoru (2.28) należy odczytać napięcie *U*, prąd *I*, obliczyć powierzchnię boczną rury *S* oraz określić *ΔT*, czyli spadek temperatury pomiędzy powierzchnią boczną rury *S*, a powietrzem. Pomiar współczynnika *α* przy zastosowaniu wyżej wymienionej metody odbywa się bezpośrednio. W ten sposób eliminuje się konieczność rozwiązywania skomplikowanych równań ruchu i ciągłości płynu. Dodatkowo dzięki mierzonej temperaturze wyznacza się bezpośrednio pole temperaturowe rezygnując tym samym z równania różniczkowego Fouriera-Kirchhoffa do określenia tego pola [47,48].

Współczynnik przejmowania ciepła *α* można określić w inny sposób. Polega on na wykorzystaniu równań (liczb kryterialnych), które zostały już przedstawione w podrozdziale 2.1.3. Jednak stosując tę metodę należy znać między innymi wartości właściwości cieplnych (λ, β, ρ, c_p, ν) badanego płynu, trzeba także pamiętać, że są one zależne od temperatury, co może powodować pewną trudność w wyznaczeniu współczynnika przejmowania ciepła *α.*

Ze względu na charakter niniejszej pracy doktorskiej oraz na zastosowaną metodę do wyznaczenia przyrostów temperatury w transformatorze, zdecydowano się wykorzystać stanowisko pomiarowe przedstawione w powyższym podrozdziale, modyfikując je nieznacznie. Dokładny opis wykorzystanego stanowiska pomiarowego do wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła *α* zostanie przedstawiony w osobnym rozdziale.

2.5. Podsumowanie

Jak wykazano w podrozdziale 2.1.1 źródłem ciepła w transformatorze są straty. Wyodrębniono dwie główne grupy strat, straty obciążeniowe oraz straty jałowe. Straty obciążeniowe podzielono na podstawowe, które obecne są w uzwojeniu oraz na dodatkowe, które występują w metalowych częściach konstrukcyjnych oraz w uzwojeniach. Drugą grupą strat są straty jałowe występujące przede wszystkim w rdzeniu. Ich obecność związana jest z prądami wirowymi oraz pętlą histerezy. Straty jałowe obecne są także w układzie izolacyjnym. Ze strat jałowych występujących w układzie izolacyjnym można

wyodrębnić straty polaryzacyjne, straty związane z wyładowaniami niezupełnymi oraz straty związane z rezystancją izolacji.

W kolejnym podrozdziale wskazano na ogromną rolę cieczy elektroizolacyjnej w wymianie ciepła między uzwojeniem, a kadzią. Stwierdzono, że wymiana ta, związana jest głównie z mechanizmem przejmowania ciepła przez ciecz oraz zwrócono uwagę na parametr opisujący ją pod względem cieplnym. Tym parametrem jest współczynnik przejmowania ciepła α.

W podrozdziale 2.1.3 szerzej opisano współczynnik przejmowania ciepła α. Wykazano, że wyznaczenie tego współczynnika jest zadaniem dość trudnym, ponieważ jego wartość zależy od wielu parametrów. Na wartość α wpływają nie tylko właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej, ale także obciążenie cieplne q powierzchni schładzanej, wymiar charakterystyczny, położenie powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom) oraz miejsce wyznaczania α na elemencie grzejnym dla pionu i poziomu (górne, środkowe, dolne dla położenia pionowego; oraz górne, boczne, dolne dla położenia poziomego).

W podrozdziale 2.2. zwrócono uwagę na negatywne jak i pozytywne skutki wynikające z podwyższonej temperatury w transformatorze. Stwierdzono, że temperatura ma znaczący wpływ na długość życia izolacji transformatora. Do negatywnych skutków podwyższonej temperatury układu izolacyjnego należy zaliczyć przyspieszenie procesów starzeniowych, spadek napięcia przebicia, spadek stopnia polimeryzacji celulozy, wzrost współczynnika strat dielektrycznych oraz wzrost zawilgocenia. Wraz ze wzrostem temperatury pogarszają się właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej. Pogarsza się jej przewodność cieplna, powstaje szlam, który skutecznie ogranicza poprawną cyrkulację cieczy elektroizolacyjnej w transformatorze. Oprócz negatywnych skutków podwyższonej temperatury dostrzeżono również jej pozytywne skutki, do których zalicza się spadek lepkości, wzrost ciepła właściwego oraz wzrost rozpuszczalności wody w cieczy.

W podrozdziale 2.3. skupiono się na projektowaniu transformatorów z punktu widzenia pola temperaturowego. Stwierdzono, że projektowanie transformatora od strony cieplnej jest tak samo istotne jak projektowanie go od strony elektrycznej i mechanicznej. Wymieniono i pokrótce scharakteryzowano programy komputerowe służące do symulacji pola temperaturowego transformatora. Ze względu na problemy, jakie mogą pojawić się podczas użytkowania tych programów np. dość długi czas wykonywania symulacji, niekiedy istnieje potrzeba szybszego zaprojektowania transformatora pod względem pola temperatury. W takich przypadkach w celu wyznaczania przybliżonego rozkładu pola temperaturowego transformatora można zastosować metodę, jaką przedstawiono w niniejszej pracy doktorskiej. Zastosowana metoda wymagała jednak znajomości współczynnika przejmowania ciepła α, który jak wykazano w podrozdziale 2.1.3 jest funkcją wielu zmiennych.

W dalszej części podrozdziału 2.3 przypomniano, od czego będzie zależała wartość współczynnika α. Zauważono, że na jego wartość prawdopodobnie będzie miał wpływ rodzaj użytej cieczy elektroizolacyjnej, obciążenie cieplne q powierzchni schładzanej, które ma wpływ na temperaturę oraz położenie

powierzchni schładzanej względem ziemi (pion i poziom). Ponadto wartość α prawdopodobnie jest zmienna wzdłuż elementu grzejnego. Założono także, że dla układów poziomych, na wartość współczynnika przejmowania ciepła α wpływa również położenie powierzchni schładzanej względem elementu grzejnego (górne, boczne, dolne). Ostatecznie stwierdzono, że na współczynnik przejmowania ciepła wpływ ma również długość elementu grzejnego.

Kolejno, w następnych akapitach podrozdziału 2.3, dokonano analizy literatury pod względem dostępności wartości współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od wyżej wymienionych przypadków. Stwierdzono, że w literaturze nie ma kompletnych informacji dotyczących wartości α w zależności od rodzaju cieczy, wpływu obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej, położenia powierzchni schładzanej względem ziemi, poziomego położenia powierzchni schładzanej względem cieczy, wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła α dla górnej, środkowej i dolnej części elementu grzejnego w pionie oraz wyznaczania współczynnika α w zależności do długości elementu grzejnego.

W związku z tym autor niniejszej pracy doktorskiej postanowił wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od wyżej wymienionych przypadków, modyfikując układ pomiarowy przedstawiony w podrozdziale 2.4. Dzięki wynikom badań, które zostały przedstawione w dalszej części rozprawy doktorskiej, projektanci transformatorów będą mogli szybciej oraz prościej wyznaczyć przybliżony rozkład temperatury w transformatorze. Dodatkowo wyniki badań uzupełniają dotychczasową wiedzę na temat właściwości cieplnych cieczy elektroizolacyjnych.

3. TEZA

W przedstawionej rozprawie doktorskiej autor postawił tezę, że wartość współczynnika przejmowania ciepła α cieczy elektroizolacyjnej nie jest, jak podaje to najczęściej literatura, stała (np. 100 $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ [2,3]) tylko, że zależy ona od wielu różnych czynników. Do tych czynników będą należeć: rodzaj cieczy elektroizolacyjnej, obciążenie cieplne q powierzchni schładzanej, położenie powierzchni schładzanej względem ziemi (pionowe, poziome), położenie powierzchni schładzanej względem cieczy (górne, boczne, dolne) oraz miejsce wyznaczania α wzdłuż pionowego położenia powierzchni schładzanej (górne, środkowe i dolne). Wyżej wymienione przypadki oraz wartości współczynnika przejmowania ciepła α, jakie można znaleźć w dostępnej literaturze, zostały omówione i przedstawione w podrozdziale 2.3.

4. CEL I ZAKRES PRACY

Celem niniejszej pracy doktorskiej było wyznaczenie współczynnika przejmowania ciepła α dla cieczy elektroizolacyjnych na podstawie pomiarów w zależności od przypadków, które mają bezpośredni wpływ na jego wartość.

Zakres prac obejmował wyznaczenie współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od:

a) rodzaju cieczy elektroizolacyjnej,
b) obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej,
c) położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom),
d) miejsca na elemencie grzejnym (górne, środkowe i dolne; dla pionowego położenia elementu grzejnego),
e) miejsca na elemencie grzejnym (górne, boczne, dolne; dla poziomego położenia elementu grzejnego),
f) długości elementu grzejnego.

W niniejszej pracy doktorskiej wykorzystano następujące rodzaje cieczy elektroizolacyjnych: olej mineralny (Nynas Draco), ester naturlany (Envirotemp FR3), ester naturalny o obniżonej lepkości (Nomex 970FLD) oraz ester syntetyczny (Midel 7131). Wyznaczono współczynnik α dla tych cieczy elektroizolacyjnych, ponieważ to właśnie one są najczęściej wykorzystywane w układzie izolacyjnym w nowo projektowanych transformatorach.

Kolejnym etapem w przedstawionej rozprawie doktorskiej było zbadanie wpływu obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej na wartość współczynnika przejmowania ciepła α. Pomiary α przeprowadzono dla q równego 1000, 2000, 3000 $W \cdot m^{-2}$. Wartości te odpowiadają obciążeniu cieplnemu spotykanemu w transformatorach.

Następnie zdecydowano się wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od położenia elementu grzejnego względem ziemi. Analizowano dwa położenia: pionowe oraz poziome. Za takim wyborem przemawia fakt, że uzwojenia transformatora najczęściej są ułożone w sposób poziomy, ale też zdarzają się fragmenty o ułożeniu pionowym.

Następnie dla położenia pionowego powierzchni schładzanej względem ziemi analizowano wartość współczynnika przejmowania ciepła α dla górnej, środkowej i dolnej części elementu grzejnego.

Kolejno dla poziomego położenia powierzchni schładzanej względem cieczy wyznaczono współczynnik przejmowania ciepła α. Określono go dla górnego, bocznego i dolnego położenia powierzchni schładzanej względem cieczy elektroizolacyjnej.

Dodatkowo autor przedstawionej poniżej pracy doktorskiej wyznaczył współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od długości elementu grzejnego l. Długość tego elementu była równa 80 i 160 cm, co odpowiada rzędom długości uzwojeń w transformatorze.

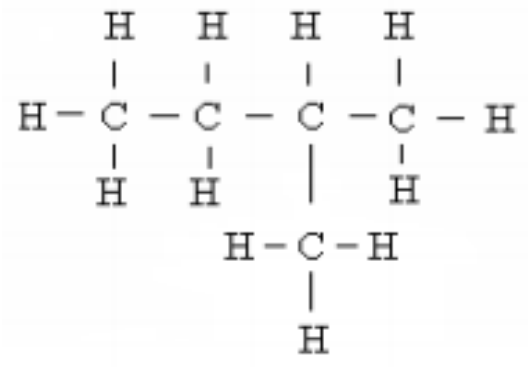
5. OBIEKTY BADAŃ

W przedstawionej rozprawie doktorskiej obiektem badań były następujące nowe ciecze elektroizolacyjne: olej mineralny (Nynas Draco), ester naturalny (Envirotemp FR3), ester syntetyczny (Midel 7131) oraz ester naturalny o obniżonej lepkości (Nomex 970FLD). Postanowiono wybrać te ciecze elektroizolacyjne, ponieważ są najczęściej stosowane w przemyśle elektroenergetycznym. W dalszej części rozdziału zostaną one przedstawione i opisane.

Ciecze elektroizolacyjne są nierozłączną częścią transformatora. Razem z elementami celulozowymi (kliny, tuleje, papier, itd.) stanowią układ izolacyjny. Od stanu fizycznego układu izolacyjnego zależy długość eksploatacji transformatora. Na długość tą wpływa przede wszystkim temperatura, jak wykazano to w podrozdziale 2.2. W związku z tym, ważnym zadaniem cieczy elektroizolacyjnej jest odprowadzenie wydzielonego ciepła, które powstaje w wyniku przepływu prądu przez uzwojenia oraz magnesowania rdzenia (podrozdziały 2.1.2 i 2.1.3), do otoczenia. Innym równie ważnym zadaniem cieczy elektroizolacyjnej jest zapewnienie odpowiedniej izolacji elektrycznej. Ciecze stanowią także barierę przed niekorzystnym działaniem powietrza oraz wilgoci. Ponadto dzięki impregnacji części celulozowych w układzie izolacyjnym, poprawiają one ich wytrzymałość elektryczną. Dlatego wymaga się od cieczy, aby charakteryzowały się możliwie jak najlepszymi właściwościami elektrycznymi, termicznymi oraz fizykochemicznymi [49,50÷52].

W niniejszej rozprawie doktorskiej pierwszą cieczą elektroizolacyjną wykorzystaną do badań był olej mineralny, który jest produktem destylacji ropy naftowej. Ropa naftowa jest mieszaniną ponad 3000 węglowodorów. Najważniejsze grupy węglowodorów tworzące ropę naftową to: parafiny, nafteny oraz węglowodory aromatyczne [53].

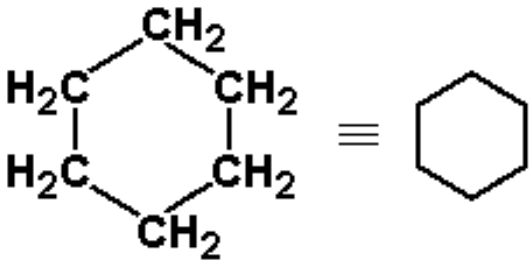
Węglowodory parafinowe zwane również alkanami (C_nH_{2n+2}) należą do węglowodorów nasyconych. Obecne są we wszystkich frakcjach ropy naftowej. Na rysunku 5.1 został przedstawiony wzór strukturalny węglowodoru parafinowego wchodzącego w skład ropy naftowej [53÷55].



Rys. 5.1. Wzór strukturalny węglowodoru parafinowego (pentanu) wchodzącego w skład ropy naftowej [55]

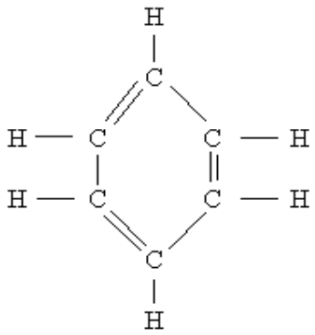
Kolejną grupą węglowodorów wchodzącą w skład chemiczny ropy naftowej są węglowodory naftenowe (C_nH_{2n}). Należą one do węglowodorów nasyconych

o pierścieniowym układzie atomów węgla i wodoru. Węglowodory te zwane są również cykloalkanami. Przykład cykloalkanu wchodzącego w skład chemiczny ropy został przedstawiony na rysunku 5.2 [53÷54].



Rys. 5.2. Wzór strukturalny cykloheksan wchodzącego w skład ropy naftowej [54]

Następną grupą węglowodorów wchodzącą w skład ropy naftowej są węglowodory aromatyczne (C_nH_n). Najczęściej w ropie naftowej występują następujące węglowodory aromatyczne: benzen (Rys. 5.3), naftalen, antracen oraz fenantren. Posiadają one budowę pierścieniową oraz są węglowodorami nienasyconymi [51,53].



Rys. 5.3. Wzór strukturalny benzenu występującego w składzie chemicznym ropy naftowej [55]

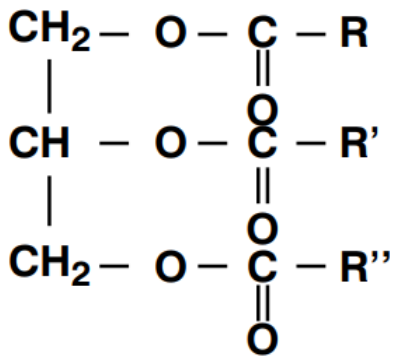
W skład chemiczny oleju mineralnego, wykorzystywanego jako ciecz elektroizolacyjna w transformatorach, mogą wchodzić wyżej wymienione grupy węglowodorów. Jednak najkorzystniejszy olej mineralny uzyskuje się z ropy naftowej, w skład której wchodzą głównie węglowodory naftenowe [56÷58].

W chwili obecnej olej mineralny jest cieczą elektroizolacyjna najchętniej i najczęściej stosowaną w transformatorach. Powodem tego jest fakt, że olej mineralny posiada wiele pozytywnych cech, które na przestrzeni ostatnich lat zostały bardzo dobrze rozpoznane. Niemniej jednak, coraz częściej producenci transformatorów poszukują cieczy elektroizolacyjnych alternatywnych dla oleju mineralnego. Głównym powodem tego zjawiska są coraz to bardziej restrykcyjne przepisy dotyczące bezpieczeństwa pożarowego oraz ochrony środowiska naturalnego. Dlatego obecnie dąży się do wykorzystania w transformatorach alternatywnych dla oleju mineralnego cieczy elektroizolacyjnych, takich jak estry naturalne, estry naturalne o obniżonej lepkości oraz estry syntetyczne [26,58÷62].

Jak już wcześniej napisano, najczęściej wykorzystywaną cieczą elektroizolacyjną w transformatorach energetycznych jest olej mineralny. Na przestrzeni ostatniego wieku proces produkcji olejów mineralnych został

udoskonalony. Przyczyniło się to do spadku ich ceny oraz wzrostu popularności. Ponadto przeprowadzono szereg badań nad jego właściwościami, co spowodowało bardzo dobre rozpoznanie i dostosowanie tej cieczy do konstrukcji transformatorów. Dlatego olej mineralny jest bardzo chętnie wykorzystywaną, przez producentów transformatorów, cieczą elektroizolacyjną. Jednak w ostatnim czasie zaostrzono przepisy środowiskowe i przeciwpożarowe. W związku z tym producenci zaczęli szukać alternatyw dla oleju mineralnego, które charakteryzowałyby się wyższą biodegradowalnością, wyższymi wartościami temperatury zapłonu i palenia [63÷67].

Kolejną cieczą elektroizolacyjną wykorzystaną w badaniach był ester naturalny firmy Envirotemp FR3. Estry naturalne są związkami chemicznymi otrzymywanymi w procesie tłoczenia nasion roślin oleistych np. soi. Estry naturalne uzyskuje się w wyniku reakcji glicerolu z trzema cząsteczkami kwasów tłuszczowych. W wyniku tej reakcji można otrzymać nasycone lub nienasycone kwasy tłuszczowe. Te ostatnie mogą mieć pojedyncze, podwójne lub potrójne wiązania w łańcuchu węglowodorowym. Na rysunku 5.4 przedstawiono ogólny wzór strukturalny estru naturalnego [67].



Rys. 5.4. Ogólny wzór strukturalny estru naturalnego [67]

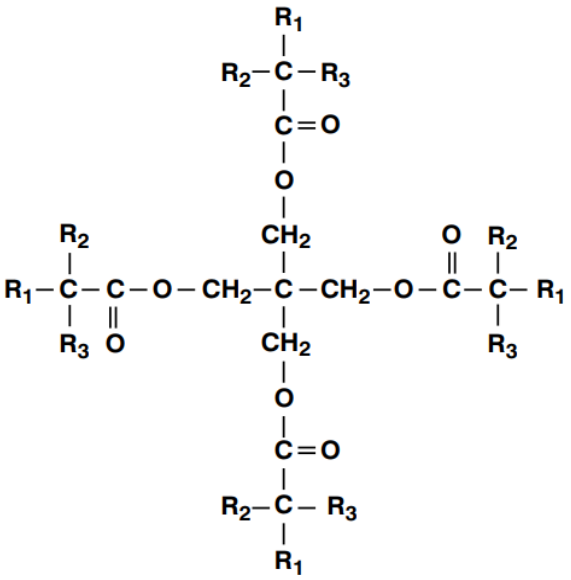
Jak już wspomniano wcześniej do badań wykorzystano ester naturalny Envirotemp FR3, który jest produkowany z nasion soi. W chwili obecnej jest on najbardziej popularnym estrem naturalnym wykorzystywanym komercyjnie. Jednak na rynku europejskim można spotkać także estry naturalne innych firm np. Midel eN, a na rynku azjatyckim, szczególnie w Chinach i Indiach, producenci postawili na własne rozwiązania promując oleje palmowe [67].

W niniejszej rozprawie doktorskiej postanowiono także zbadać ester naturalny o obniżonej lepkości. Jest to propozycja nowej cieczy elektroizolacyjnej zaproponowanej przez znaną firmę z produkcji stałych elementów izolacyjnych DuPont. Nazwa rynkowa tej cieczy to Nomex® 970 FLD. Obniżenie lepkości uzyskano dzięki ustaleniu na odpowiednim poziomie zawartości mono nienasyconych kwasów tłuszczowych w stosunku do zawartości trójglicerydów. Jednak te rozwiązanie przyczyniło się do obniżenia temperatury zapłonu poniżej 300°C [67,68].

Idea zastosowania olejów roślinnych (estrów naturalnych) w transformatorach nie jest nowa. Pierwsze transformatory wypełnione tymi

cieczami zostały zaprezentowane na targach w Frankfurcie nad Menem w roku 1891. Jednak nie spełniły one wymaganych oczekiwań głównie ze względu na właściwości fizykochemiczne oraz na zbyt szybkie utlenianie, co było spowodowane nieszczelnymi kadziami. Z tego powodu oraz z postępującej rewolucji przemysłowej z XIX wieku, która przyczyniła się do rozwoju przemysłu naftowego, zrezygnowano z olejów na bazie roślin na rzecz olejów mineralnych. Dopiero w latach dziewięćdziesiątych XX wieku powrócono do pomysłu wykorzystania estrów naturalnych, jako izolacji w transformatorach. W tym okresie został udoskonalony proces produkcji, co przyczyniło się do poprawy ich właściwości. Na przestrzeni ostatnich lat zauważalny jest także wzrost zainteresowania technologiami przyjaznymi środowisku naturalnemu, co również przyczyniło się do popularyzacji estrów naturalnych [26, 69÷70].

Kolejną cieczą wykorzystaną w niniejszej rozprawie doktorskiej był ester syntetyczny. Jest to kolejna ciecz, która może zastąpić olej mineralny w transformatorach. Estry syntetyczne są związkami chemicznymi powstałymi w wyniku reakcji alkoholu i kwasu tłuszczowego. Najbardziej rozpowszechnionym komercyjnym estrem syntetycznym wykorzystywanym w transformatorach jest obecnie Midel 7131. Został on stworzony na podstawie tetraestru pentaerytrytolu o grupach alkilowych R_1–R_3 od C_5H_{11} do C_9H_{19} [68,71]. Na rysunku 5.5 przedstawiono ogólny wzór strukturalny estru syntetycznego.



Rys. 5.5. Ogólny wzór strukturalny estru naturalnego Midel 7131 [68]

Estry syntetyczne, tak samo jak estry naturalne, znalazły zastosowanie tam gdzie wymagana jest ochrona środowiska naturalnego oraz występują zagrożenia pożarowe, ponieważ charakteryzują się dobrymi właściwościami środowiskowymi i przeciwpożarowymi. Estry syntetyczne charakteryzują się także korzystniejszym współdziałaniem z izolacją celulozową transformatorów [28].

W tabeli 5.1 przedstawiono wykorzystanie omówionych powyżej cieczy elektroizolacyjnych w różnych typach transformatorów. Analizując ją można stwierdzić, że olej mineralny jest najczęściej stosowaną cieczą elektroizolacyjną. Jest on wykorzystywany we wszystkich typach transformatorów. Estry syntetyczne

oraz naturalne wykorzystuje się najczęściej w transformatorach dystrybucyjnych. Powodem tego jest fakt, że estry są cieczami stosunkowo nowymi. Ich proces produkcji jest ciągle udoskonalany. Dodatkowo niewiele firm podejmuje się produkcji tych cieczy, co przyczynia się do dość wysokiej ceny w porównaniu do oleju mineralnego.

Tabela 5.1. Wykorzystywanie obecnie dostępnych cieczy elektroizolacyjnych w różnych typach transformatorów [27]

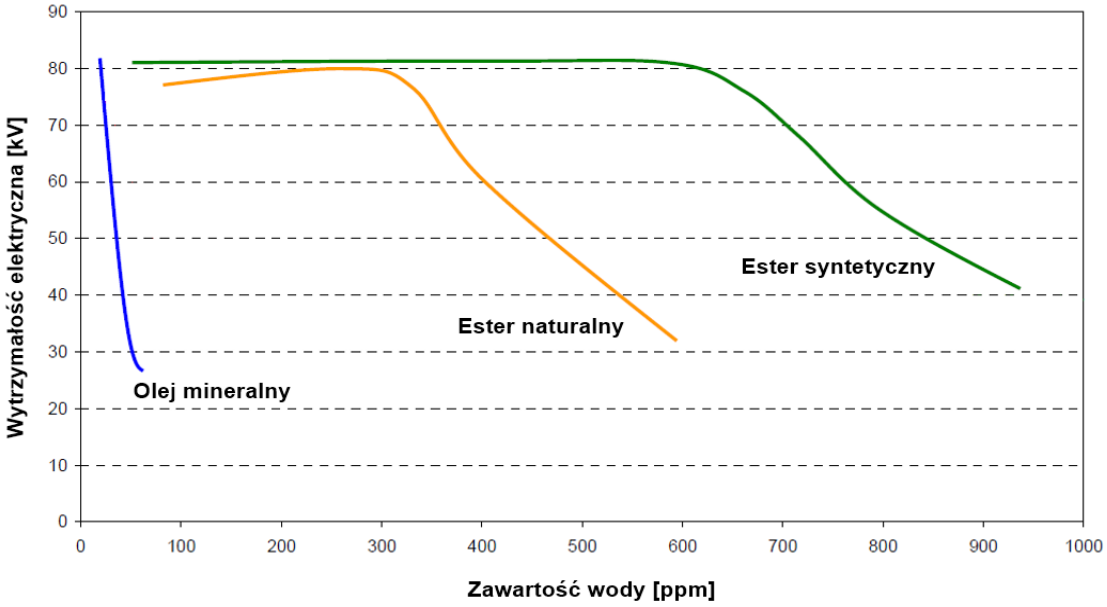
Typ transformatora	**Olej Mineralny**	**Ester Syntetyczny**	**Ester Naturalny**
Transformatory wysokiego napięcia	często	rzadko	rzadko
Transformatory trakcyjne	często	często	nigdy
Transformatory dystrybucyjne	często	często	często

Każda z użytych cieczy elektroizolacyjnych przedstawiona w rozprawie doktorskiej różniła się właściwościami elektrycznymi, które zostały zamieszczone w tabeli 5.2. Niestety dla estru naturalnego o obniżonej lepkości nie udało się przeprowadzić tak dokładnej analizy właściwości elektrycznych, jak dla pozostałych cieczy. Analizowanymi właściwościami były wytrzymałość elektryczna dla napięcia przemiennego, przenikalność elektryczna ε, współczynniki strat dielektrycznych $tg\delta$ oraz rezystywność.

Na podstawie tabeli 5.2 można zauważyć, że estry charakteryzują się podobną wytrzymałością elektryczną jak olej mineralny.

Tabela 5.2. Najważniejsze właściwości elektryczne badanych cieczy elektroizolacyjnych [26,68]

Właściwość	**Olej Mineralny**	**Ester syntetyczny**	**Ester Naturalny**	**Ester naturalny o obniżonej lepkości**
Wytrzymałość elektryczna (AC) [kV]	68	75	75	75
Przenikalność elektryczna ε [-]	2,26	3,20	3,20	2,82
Współ. strat dielektrycznych $tg\delta$ [-]	< 0,0020	<0,0006	0,0050	0,0400
Rezystywność [Ω·cm]	$10^{10} – 10^{16}$	$10^{10} – 10^{14}$	$10^{10} – 10^{14}$	-



Rys. 5.6. Wpływ zawartości wody na wytrzymałość elektryczną cieczy elektroizolacyjnych [27]

Natomiast na rysunku 5.6 przedstawiono wpływ zawartości wody na wytrzymałość elektryczną cieczy elektroizolacyjnych. Na podstawie wykresu można stwierdzić, że wzrost zawartości wody w estrach ma mniejszy wpływ na wartość wytrzymałości elektrycznej niż dla oleju mineralnego. Powodem tego jest fakt, że estry mają budowę polarną, dzięki, czemu posiadają większą zdolność absorpcji wody w porównaniu do oleju mineralnego. Wytrzymałość elektryczna estru naturalnego maleje dopiero od poziomu około 300 ppm, natomiast dla oleju mineralnego już od poziomu około 80 ppm. Największą wytrzymałością elektryczną charakteryzują się estry syntetyczne. Analizując rysunek 5.6 można stwierdzić, że wytrzymałość elektryczna estrów syntetycznych ulega dopiero zmniejszeniu przy zawartości wody na poziomie około 650 ppm.

Poddając dalszej analizie tabelę 5.2 można stwierdzić, że estry naturalne i syntetyczne charakteryzują się większą względną przenikalnością elektryczną niż oleje mineralne. W przypadku analizowanych estrów przenikalność elektryczna wynosi 3,20, zaś oleju mineralnego 2,26. Jest to bardzo pożądana cecha estrów, szczególnie podczas współpracy cieczy elektroizolacyjnej z elementami celulozowymi transformatora. Dla izolacji celulozowej względna przenikalność elektryczna równa jest około 4. Istotnym, z punktu widzenia rozkładu natężenia pola elektrycznego jest, aby różnica przenikalności elektrycznej dwóch współpracujących ze sobą materiałów była jak najmniejsza. Zachowanie możliwie jak najmniejszej różnicy będzie gwarantowało równomierność rozkładu natężenia pola elektrycznego. Ograniczy to prawdopodobieństwo przeskoku elektrycznego w cieczy, co przełoży się na spowolnienie procesów starzeniowych izolacji [64].

Analizując dane dotyczące współczynnika strat dielektrycznych *tgδ* można stwierdzić, że ester naturalny o obniżonej lepkości charakteryzuje się największym współczynnikiem *tgδ.* W związku z tym straty dielektryczne będą największe właśnie w tej cieczy, co może przyspieszyć procesy starzeniowe w układzie

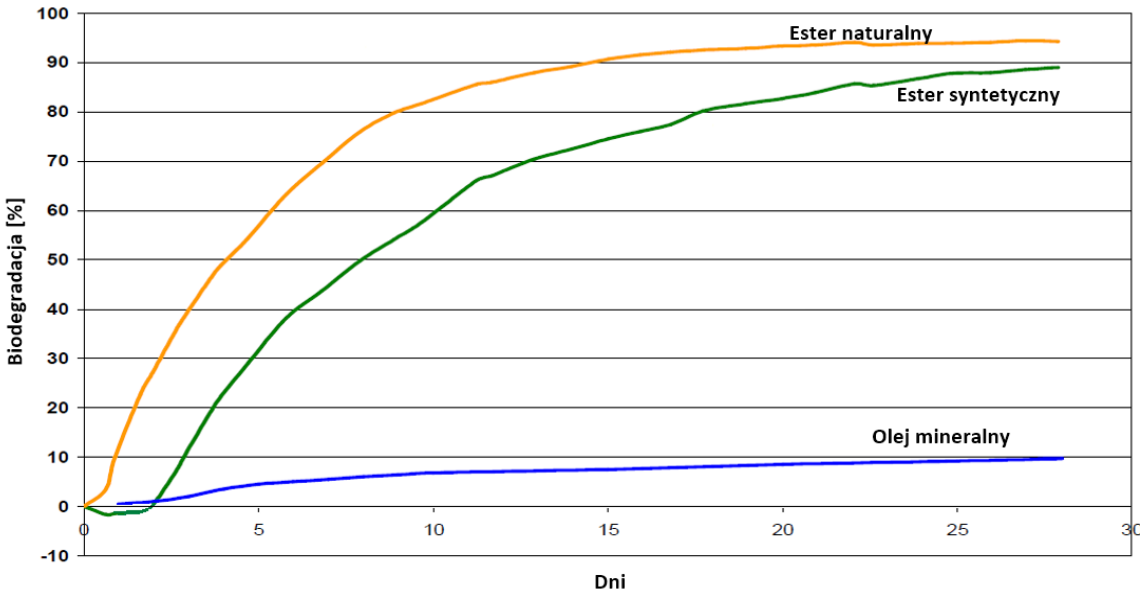
izolacyjnym transformatorów. Natomiast najmniejszym współczynnikiem strat dielektrycznych *tgδ* charakteryzował się olej mineralny.

Kolejnym parametrem opisującym ciecz elektroizolacyjną pod względem elektrycznym jest jej rezystywność. Obecnie stosowane oleje mineralne charakteryzują się rezystywnością w przedziale od około 10^{10} do około 10^{16} Ω·cm. Natomiast rezystywność estrów wynosi około 10^{10} – 10^{14} Ω·cm [28].

Na podstawie powyższych informacji trudno jest jednoznacznie odpowiedzieć na pytanie, która z badanych cieczy elektroizolacyjnych posiada korzystniejsze właściwości elektryczne. Każda z tych cieczy wykazuje inne właściwości, zarówno te pozytywne jak i negatywne. Wyboru odpowiedniej cieczy elektroizolacyjnej do konkretnej aplikacji nie należy tylko opierać na podstawie właściwości elektrycznych. Dlatego w dalszej części rozdziału przedstawiono kolejne właściwości cieczy elektroizolacyjnych wykorzystanych w badaniach w niniejszej pracy doktorskiej.

Jak podano we wcześniejszych akapitach, olej mineralny powstaje w wyniku destylacji ropy naftowej. Z kolei do wytwarzania estrów naturalnych wykorzystuje się nasiona owoców lub rośliny oleistych. Są one łatwo dostępne oraz pochodzą z odnawialnych źródeł, przez co nie zagrażają środowisku naturalnemu. Na przestrzeni ostatnich kilku lat, zwrócono szczególną uwagę na aspekty dotyczące poprawy biodegradowalności cieczy elektroizolacyjnych. W związku z tym producenci transformatorów coraz częściej sięgają po estry naturalne i syntetyczne, które dzięki swojej budowie są mniej toksyczne oraz posiadają większy stopień biodegradowalności niż olej mineralny [62÷68].

Na rysunku 5.7 przedstawiono zależność stopnia biodegradowalności oleju mineralnego, estru naturalnego oraz syntetycznego w zależności od czasu. Niestety dla estru naturalnego o obniżonej lepkość nie udało się znaleźć takiej zależności.



Rys. 5.7. Stopień biodegradowalności estru naturalnego, syntetycznego oraz oleju mineralnego w funkcji czasu [27]

Poddając analizie rysunek 5.7 można stwierdzić, że ester naturalny charakteryzuje się największym stopniem biodegradowalności, a najmniejszym olej mineralny. Mniej więcej po 25 dniach biodegradowalność estru naturalnego wynosi aż około 95%. Natomiast oleju mineralnego osiąga poziom około 10%.

Kolejną pozytywną cechą estru naturalnego oraz estru syntetycznego jest wyższa temperatura zapłonu niż dla oleju mineralnego (Tabela 5.3). Dlatego estry naturalne i syntetyczne stwarzają mniejsze zagrożenie pożarowe. Można zatem stwierdzić, że stosowanie tych cieczy zmniejsza prawdopodobieństwo wystąpienia pożaru czy też skażenia środowiska naturalnego w wyniku np. nieszczelnej kadzi. W związku z tym zminimalizowane jest wystąpienie ewentualnego zagrożenia dla zdrowia i życia ludzkiego.

Tabela 5.3. Właściwości fizyko chemiczne badanych cieczy elektroizolacyjnych [26,68]

Właściwość	**Olej Mineralny**	**Ester syntetyczny**	**Ester Naturalny**	**Ester naturalny o obniżonej lepkości**
Temperatura palenia [°C]	160	260	316	-
Temperatura zapłonu [°C]	170	316	360	190

Jak już wspomniano w podrozdziale 2.1.4, każda z badanych cieczy elektroizolacyjnych będzie miała różne wartości właściwości cieplnych dla tej samej temperatury odniesienia. Najczęściej analizowanymi właściwościami cieplnymi są rozszerzalność cieplna β, lepkość kinematyczna υ, gęstość ρ, przewodność cieplna λ oraz ciepło właściwe c_p. Wraz ze wzrostem wartości współczynnika przewodności cieplnej λ, gęstości ρ, ciepła właściwego c_p oraz rozszerzalności β, zwiększa się zdolność cieczy elektroizolacyjnej do chłodzenia. Natomiast wzrost wartości lepkości υ, zmniejsza tą zdolność. W tabeli 5.4 przedstawiono jeszcze raz najważniejsze właściwości cieplne użytych cieczy elektroizolacyjnych w niniejszej pracy doktorskiej.

Tabela 5.4. Właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnych dla temperatury 20°C [26,68,69]

Właściwość	**Olej mineralny**	**Ester syntetyczny**	**Ester naturalny**	**Ester naturalny o obniżonej lepkości**
Przewodność cieplna λ [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$]	0,126	0,144	0,167	0,147
Lepkość υ [$mm^2 \cdot s^{-1}$]	22	70	78	-
Ciepło właściwe c_p [$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$]	1860	1880	1883	1950
Gęstość ρ [$g \cdot ml^{-1}$]	0,88	0,97	0,92	0,89
Rozszerzalność cieplna β [K^{-1}]	0,00075	0,00075	0,00074	-

Na podstawie tabeli 5.4 można stwierdzić, że estry charakteryzują się większą przewodnością cieplną λ, lepkością kinematyczną υ, ciepłem właściwym c_p oraz gęstością ρ niż olej mineralny. Natomiast rozszerzalność cieplna β jest dla estru naturalnego, estru syntetycznego i oleju mineralnego na podobnym poziomie.

Ostatecznie nie można jednoznacznie określić, która z cieczy charakteryzuje się korzystniejszymi właściwościami termicznymi. Do wad estrów trzeba zaliczyć znaczną lepkość w porównaniu do oleju mineralnego, ale ich lepkość jest rekompensowana większą przewodnością cieplną oraz ciepłem właściwym.

Jak wykazano we wcześniejszych rozdziałach pracy ciecz elektroizolacyjna spełnia wiele istotnych funkcji w transformatorze. Każda z badanych cieczy posiada cechy pozytywne jak i negatywne. Uogólniając można stwierdzić, że producenci transformatorów poszukują cieczy, która charakteryzuje się odpowiednimi właściwościami elektrycznymi, termicznymi, wysokim stopniem biodegradowalności, wysoką temperaturą zapłonu, palenia oraz małą toksycznością.

6. UKŁAD POMIAROWY

W niniejszym rozdziale zostanie szczegółowo przedstawiony i opisany autorski układ do wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła α dla cieczy elektroizolacyjnych.

W pierwszej kolejność zostanie opisana idea oraz koncepcja pomiaru współczynnika przejmowania ciepła α, jaka została wykorzystana w przedstawionej rozprawie doktorskiej. Następnie, omówiona zostanie zasada działania układu pomiarowego oraz jego budowa.

Jak przedstawiono w podrozdziale 2.4, ogólna idea wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła α cieczy elektroizolacyjnej polegała na wprowadzaniu zaburzenia termicznego w układzie oraz obserwacji zmiany temperatury w czasie. Uogólniając, pomiar współczynnika α polegał na nagrzewaniu przez element grzejny cieczy elektroizolacyjnej znajdującej się w kadzi i obserwowaniu zmian temperatury w czasie na powierzchni elementu grzejnego i zewnętrznej powierzchni kadzi.

Koncepcja układu pomiarowego wynikała z wyboru sposobu przeprowadzania pomiarów, a tym samy z metody służącej wyznaczaniu współczynnika przejmowania ciepła α cieczy elektroizolacyjnej. Podczas projektowania układu założono, że układ powinien wprowadzać zaburzenie termiczne oraz umożliwiać zmierzenie tego zaburzenia. Zaburzenie to było realizowane za pomocą prądu elektrycznego. Założono, że cała moc grzejna Q, jaka wytworzy się na jego skutek, zostanie przekazana do cieczy elektroizolacyjnej otaczającej badany element grzejny, która następnie przekaże wygenerowane ciepło ściankom kadzi, a te powietrzu otaczającym układ w laboratorium. Poszczególne elementy układu zostały tak dobrane, aby móc wyznaczyć współczynnik przejmowania ciepła α na podstawie wzoru (2.28) przedstawionego w podrozdziale 2.4. Dla przypomnienia, został on jeszcze raz przedstawiony poniżej.

$$\alpha = \frac{Q}{S \cdot (T_g - T_k)} = \frac{U \cdot I}{S \cdot (T_g - T_k)} \tag{2.28}$$

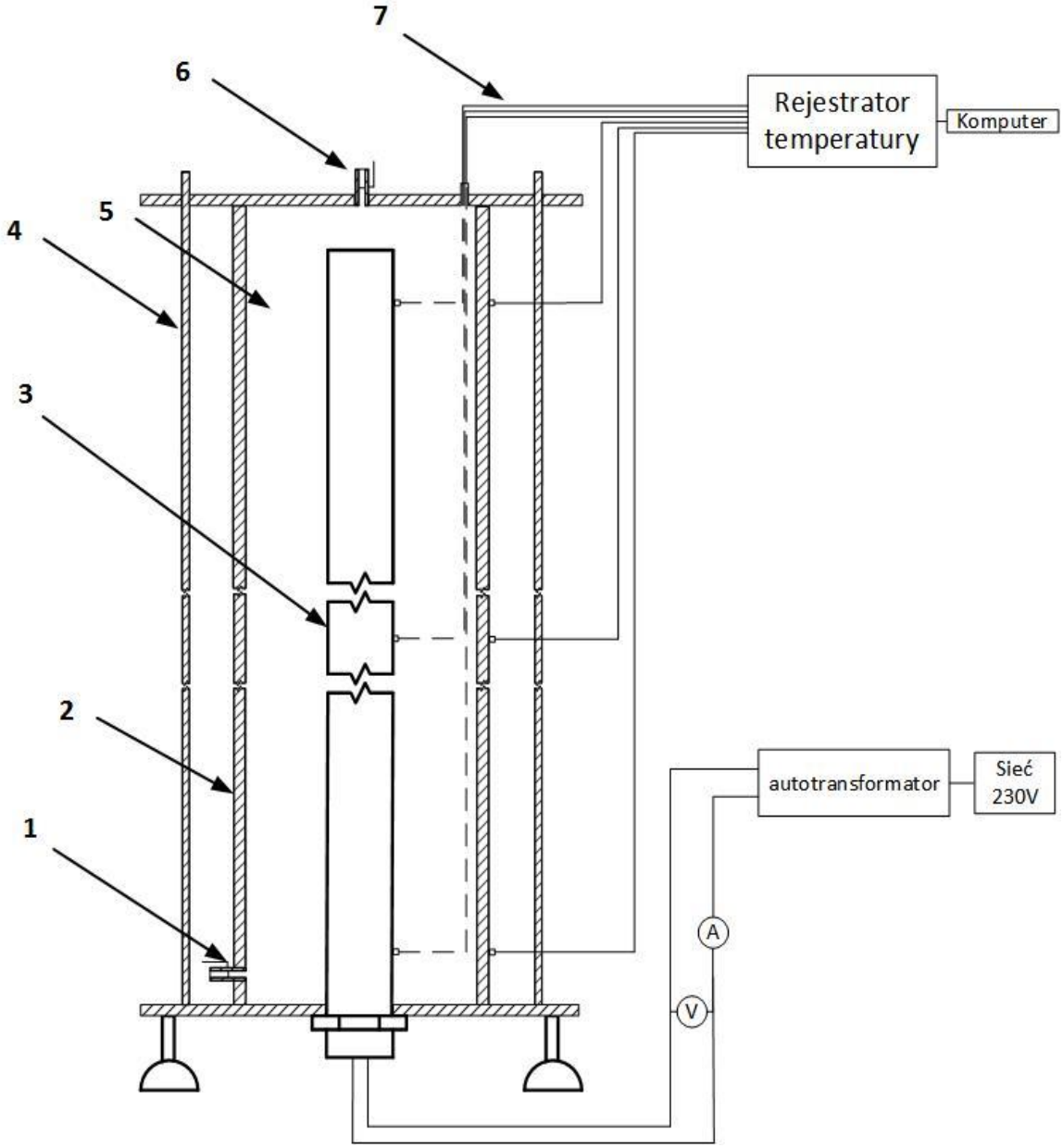
gdzie:

- α - współczynnik przejmowania ciepła [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$],
- Q - moc grzejna (cieplna) [W],
- S - powierzchnia elementu grzejnego [m^2],
- U - napięcie [V],
- I - prąd [A],
- $\Delta T_{g\text{-}k}$ - różnica temperatury między elementem grzejnym a kadzią [°C],
- T_g - temperatura na powierzchni badanego elementu grzejnego [°C],
- T_k - temperatura na powierzchni kadzi [°C].

W celu wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła α na podstawie podanej wyżej zależności i założeń, układ musiał składać się z elementu grzejnego wprowadzającego zaburzenie termiczne. Elementem tym była grzałka podłączona do sieci 230 V przez autotransformator laboratoryjny. Układ składał się także z badanej cieczy elektroizolacyjnej oraz szczelnej kadzi (rury). W celu pomiaru wywołanego zaburzenia termicznego, spowodowanego przepływającym

prądem, na powierzchni elementu grzejnego i zewnętrznej powierzchni kadzi zamontowano sondy pomiarowe, podłączone do rejestratora temperatury, który został zintegrowany z komputerem.

Na podstawie wyżej wymienionych założeń oraz przedstawionego w podrozdziale 2.4 stanowiska do wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła *α* dla powietrza, autor niniejszej pracy doktorskiej postanowił zaprojektować i zbudować układ pomiarowy do wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła *α* dla cieczy elektroizolacyjnej, wprowadzając konieczne modyfikacje wynikające z potrzeby niniejszej pracy doktorskiej. Schemat zaprojektowanego stanowiska laboratoryjnego przedstawiono na rysunku 6.1.



Rys. 6.1. Schemat zaprojektowanego stanowiska do wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła α; 1 - zawór, 2 - kadź (stalowa rura), 3 - element grzejny (grzałka), 4 - szpilka mocująca pokrywę górną i dolną kadzi, 5 - ciecz elektroizolacyjna, 6 - zawór, 7 - sondy pomiarowe - opracowanie własne na podstawie [47]

W celu wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła α cieczy elektroizolacyjnej, posłużono się stanowiskiem laboratoryjnym przedstawionym na rysunku 6.1. We wnętrzu stalowej rury (numer 2 na rysunku 6.1), która spełniała funkcję kadzi, umieszczono element grzejny (numer 3 - grzałka patronowa). Zastosowana kadź miała następujące parametry średnicę zewnętrzną równą 88,9 mm, grubość ścianki 3,2 mm i wysokość równą 1700 mm. W badaniach wykorzystano grzałki patronowe, ponieważ posiadają one specjalną konstrukcję umożliwiającą emisję dużej ilość ciepła z niewielkiej powierzchni. Ponadto zapewniały one równomierny rozkład temperatury na powierzchni, dzięki uzyskaniu odpowiedniego rozmieszczenia gęstości mocy grzewczej [70]. W niniejszej pracy doktorskiej zastosowano grzałkę o długości l_1=1600 mm oraz l_2=800 mm. Wybrano takie długości, ponieważ wysokość uzwojenia projektowanych transformatorów mieści się w tym przedziale. Po określeniu wysokości, należało tak dobrać pozostałe wymiary, aby grzałka miała możliwość bezpiecznego ustawienia obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q, która wynosiła odpowiednio 1000, 2000 oraz 3000 $W \cdot m^{-2}$. Wymagania te spełniły grzałki, dla których średnica wyniosła 22 mm oraz rezystancja była równa około 36 Ω. Na rysunku 6.2 przedstawiono jedną z grzałek patronowych, jaką wykorzystano w niniejszej pracy doktorskiej.



Rys. 6.2. Grzałka patronowa wykorzystana w pracy doktorskiej

Wolną przestrzeń między grzałką, a kadzią wypełniono badaną cieczą elektroizolacyjną. Jak napisano w rozdziale 5 w badaniach wykorzystano następujące nowe ciecze elektroizolacyjne: olej mineralny (Nynas Draco), ester naturlany (Envirotemp FR3), ester syntetyczny (Midel 7131) oraz ester naturalny o obniżonej lepkości (Nomex 970FLD).

W celu zabezpieczenia układu przed ewentualnymi wyciekami cieczy, związanymi ze wzrostem jej rozszerzalności cieplnej β, który ma miejsce wraz ze wzrostem temperatury, oraz przed nadmiernym wzrostem ciśnienia we wnętrzu kadzi, zastosowano zawór nr 6, który podczas badań w pionowym ułożeniu układu był otwarty. Zawór ten pełnił także inną funkcję. W momencie zmiany badanej cieczy elektroizolacyjnej na inną, po wcześniejszym dokładnym wyczyszczeniu układu i ponownym złożeniu, służył on do nalewania kolejnej badanej cieczy. Podobną funkcje pełnił zawór nr 1, ale dla poziomego położenia układu. W takim przypadku, zawór nr 1 był otwarty, natomiast zawór 6 był zamknięty. W celu zapewnienia lepszej cyrkulacji cieczy elektroizolacyjnej szczególnie dla sytuacji,

gdy układ był w pionowym ułożeniu, autor przedstawionej rozprawy doktorskiej postanowił zamontować grzałkę od dołu (Rys.6.1).

Dzięki zastosowaniu autotransformatora laboratoryjnego było możliwe ustawienie napięcia *U* oraz prądu *I*, a tym samym odpowiedniej mocy cieplnej *Q.* Moc ta, jak wspomniano wcześniej, wytwarzała strumień cieplny wprowadzający zaburzenie termiczne w układzie. Spowodował on naturalny konwekcyjny ruch cieczy elektroizolacyjnej poprzez jej nagrzewanie. Dzięki temu generowany był spadek temperatury na drodze grzałka, a zewnętrzna powierzchnia kadzi ΔT. Pomimo wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła α dla cieczy elektroizolacyjnej, postanowiono temperaturę odczytywać na zewnętrznej powierzchni kadzi. Za takim rozwiązaniem przemawiał fakt, że nie było możliwość umieszczenia czujnika temperatury w odpowiednim miejscu na wewnętrznej powierzchni kadzi. Spadek temperatury w ściance kadzi jest niewielki ze względu na dość dużą przewodność cieplną stali, w związku z tym nie było obawy, że wybór takiego rozwiązania będzie miał jakikolwiek znaczący wpływ na końcową wartość współczynnika przejmowania ciepła α. Końcowy pomiar mocy grzałki Q oraz spadku temperatury ΔT dokonano w stanie ustalonym, czyli w momencie, ustabilizowania się temperatury. Taki stan zaobserwowano po około 4 godzinach. W celu wyeliminowania jakichkolwiek błędów pomiarowych, badania były przedłużane do 6 godzin oraz powtarzane pięciokrotnie dla każdego rozpatrywanego przypadku.

Do pomiaru temperatury wykorzystano termometr rezystancyjny Pt 1000 (nazwa katalogowa TOPE500 - Rys. 6.3). Z kolei sposób ich zainstalowania na powierzchni grzałki oraz zewnętrznej powierzchni kadzi, został przedstawiony na rysunku 6.1. Czujnik z serii TOPE500 przeznaczony jest przede wszystkim do montażu na różnego typu powierzchni. Jego zakres pomiarowy mieścił się w granicy od -50°C do 200°C. Każdy z zastosowanych czujników rezystancyjnych posiadał klasę dokładności A oraz dwuprzewodowy obwód pomiarowy. W badaniach łącznie wykorzystano 6 czujników dla jednego układu. 3 sondy pomiarowe były zainstalowane na powierzchni grzałki na jej górnej, środkowej i dolnej części. Pozostałe 3 były zamontowane na zewnętrznej powierzchni kadzi również na jej górnej, środkowej i dolnej części. Istotnym było, aby sondy pomiarowe na grzałce oraz na zewnętrznej powierzchni kadzi były zamontowane w jednej linii prostej względem siebie.

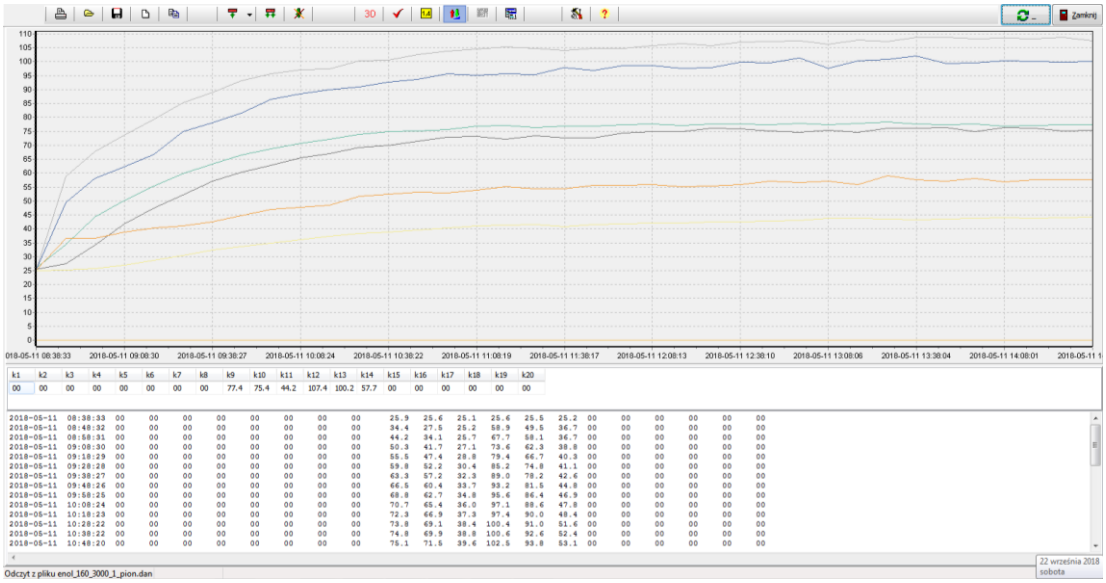


Rys. 6.3. Czujnik TOPE500 [71]

Do pomiaru i rejestracji temperatury wykorzystano rejestrator APEK 154 Al przedstawiony na rysunku 6.4. Dzięki wyposażeniu rejestratora w port USB oraz dostarczeniu przez producenta oprogramowania do odczytu i rejestracji temperatury istniała możliwość podłączenia go do komputera. Program komputerowy posiadał wiele przydatnych funkcji np. umożliwiał sczytywanie temperatury po zadanym przez użytkownika czasie oraz rysowanie na bieżąco, po dokonanym pomiarze, wykresów temperatury w zależności od czasu. Dodatkowo program był bardzo intuicyjny dzięki zastosowaniu przejrzystego interjesu. Na rysunku 6.5 przedstawiono przykładowy wykres temperatury w zależności od czasu dla jednego z badanych przypadków w niniejszej pracy doktorskiej.



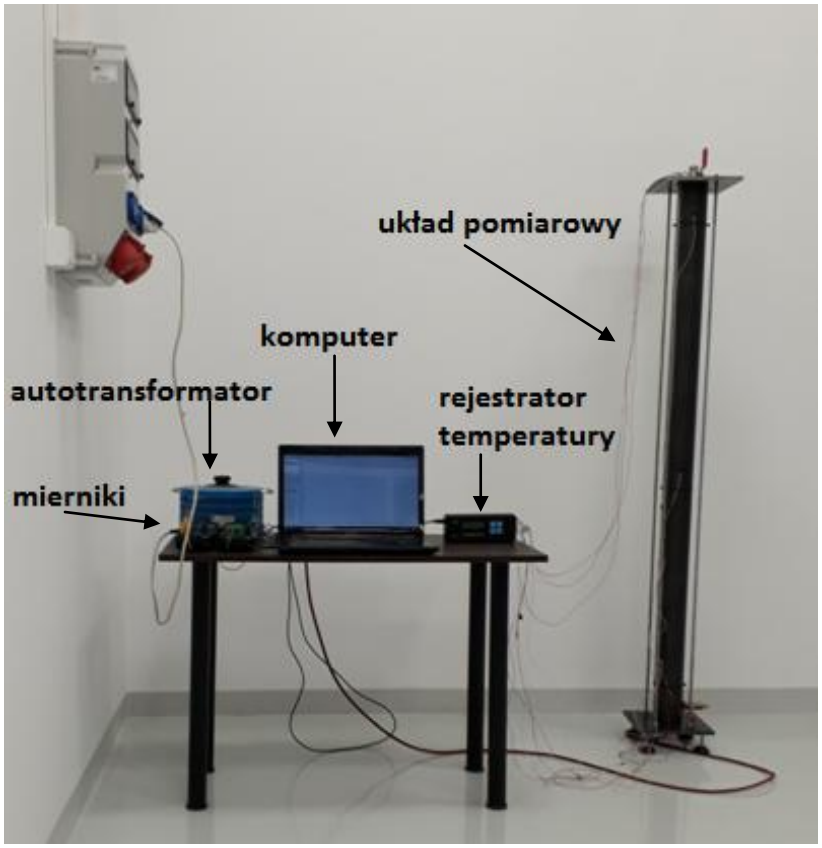
Rys. 6.4. Wykorzystany rejestrator temperatury w badaniach [72]



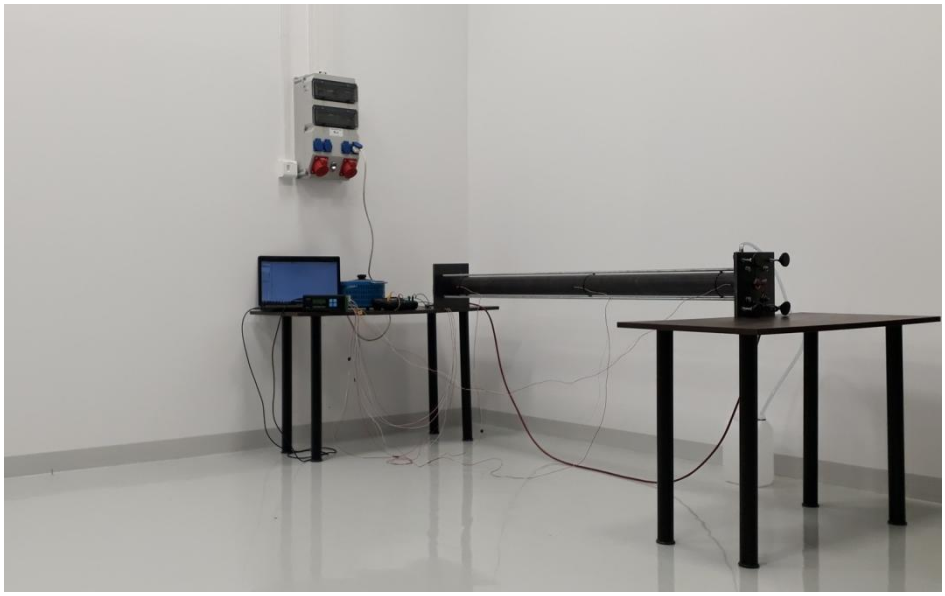
Rys. 6.5. Zrzut ekranu z programu komputerowego APEK AL prezenter [73]

Ostatecznie znając moc cieplną grzałki Q (prąd I oraz napięcie U), pole powierzchni bocznej elementu grzejnego S oraz spadek temperatury ΔT na drodze grzałka, a zewnętrzna powierzchnia kadzi, można było skorzystać z zależności (2.28) w celu wyznaczenia współczynnika przejmowania ciepła α badanej cieczy elektroizolacyjnej.

Na rysunku 6.6 został przedstawiony zaprojektowany układ do pomiaru współczynnika przejmowania ciepła *α* wykorzystany w badaniach w niniejszej pracy doktorskiej. Powierzchnia schładzana znajdowała się w położeniu pionowym względem ziemi. Natomiast na rysunku 6.7 zaprezentowano ten sam układ, ale w położeniu poziomym względem ziemi.



Rys. 6.6. Zdjęcie układu do wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła α dla cieczy elektroizolacyjnej w pozycji pionowej



Rys. 6.7. Zdjęcie układu do wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła α dla cieczy elektroizolacyjnej w pozycji poziomej

7. WYNIKI POMIARÓW ORAZ ICH ANALIZA

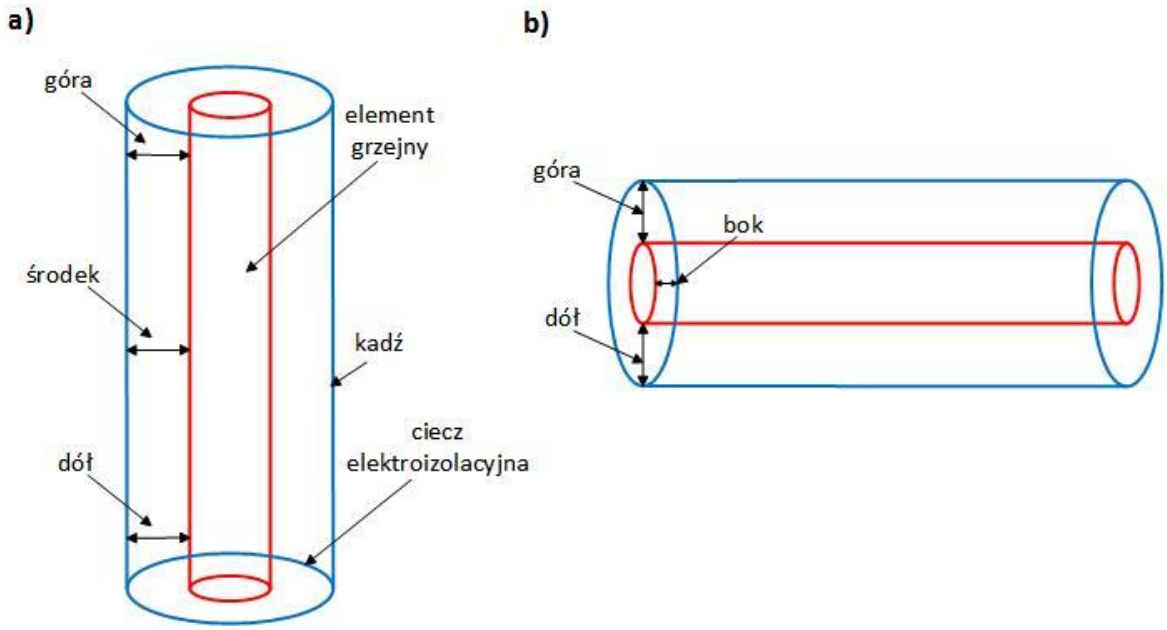
7.1 Wyniki pomiarów współczynnika przejmowania ciepła *α*

W niniejszym podrozdziale w dwóch tabelach zostały przedstawione wyniki pomiarów współczynnika przejmowania ciepła *α.*

W tabelach 7.1 i 7.2 zaprezentowano wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od:

a) rodzaju cieczy elektroizolacyjnej,
b) obciążenia cieplnego *q* powierzchni schładzanej na elemencie grzejnym,
c) miejsca na elemencie grzejnym (górne, środkowe i dolne; lub górne, boczne i dolne),
d) długości elementu grzejnego.

Poniższe tabele różnią się położeniem elementu grzejnego względem ziemi (pionowe, poziome). Z tego względu w tabeli przedstawione są współczynniki *α* na górnej, środkowej i dolnej powierzchni dla położenia pionowego (Rys. 7.1.a, Tabela 7.1), oraz na górnej, bocznej i dolnej powierzchni dla położenia poziomego (Rys. 7.1.b, Tabela 7.2) elementu grzejnego. Każdy pomiar, którego średni wynik przedstawiono w tabelach 7.1 i 7.2, został powtórzony pięć razy.



Rys. 7.1. Pionowe (a) oraz poziome (b) położenie układu

W kolejnych podrozdziałach zostaną szczegółowo omówione i skomentowane wyniki pomiarów współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od przypadków przedstawionych powyżej.

Tabela 7.1 Zestawienie wyników pomiarów współczynnika przejmowania ciepła α dla pionowego położenia elementu grzejnego względem ziemi w zależności od rodzaju cieczy elektroizolacyjnej, długości elementu grzejnego, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej oraz miejsca na elemencie grzejnym

Położenie powierzchni schładzanej względem ziemi		**Rodzaj cieczy elektroizolacyjnej**			
pion		Olej Mineralny	Ester naturalny o obniżonej lepkości	Ester naturalny	Ester syntetyczny
Długość elementu grzejnego *l* [m]		0,8			
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej q [W·m^{-2}]		1000			
Miejsce wyznaczania α [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	57,94	54,66	51,78	49,93
	środek	65,46	65,03	62,42	61,08
	dół	162,78	149,53	138,82	138,50
	średnia	**95,39**	**89,74**	**84,34**	**83,17**
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej q [W·m^{-2}]		2000			
Miejsce wyznaczania α [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	79,36	78,01	71,06	70,35
	środek	83,84	81,68	78,40	76,19
	dół	240,81	209,67	207,10	192,44
	średnia	**134,67**	**123,12**	**118,85**	**112,99**
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej q [W·m^{-2}]		3000			
Miejsce wyznaczania α [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	114,73	96,24	90,69	90,93
	środek	116,98	99,58	94,91	94,09
	dół	234,49	232,56	213,44	206,76
	średnia	**155,40**	**142,79**	**133,01**	**130,59**
Długość elementu grzejnego *l* [m]		1,6			
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej q [W·m^{-2}]		1000			
Miejsce wyznaczania α [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	61,48	60,81	52,51	54,70
	środek	72,08	71,13	70,32	69,60
	dół	155,96	140,24	130,66	135,57
	średnia	**96,51**	**90,73**	**84,50**	**86,62**
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej q [W·m^{-2}]		2000			
Miejsce wyznaczania α [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	74,22	73,45	69,09	70,92
	środek	112,71	110,17	108,04	107,25
	dół	217,82	194,49	191,14	186,28
	średnia	**134,92**	**126,04**	**122,76**	**121,48**
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej q [W·m^{-2}]		3000			
Miejsce wyznaczania α [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	103,95	103,79	99,36	89,78
	środek	128,21	125,25	123,59	121,12
	dół	235,42	223,92	219,91	204,66
	średnia	**155,86**	**150,99**	**147,62**	**138,52**

Tabela 7.2 Zestawienie wyników pomiarów współczynnika przejmowania ciepła *α* dla poziomego położenia elementu grzejnego względem ziemi w zależności od rodzaju cieczy elektroizolacyjnej, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej oraz miejsca na elemencie grzejnym

Położenie powierzchni schładzanej względem ziemi		**Rodzaj cieczy elektroizolacyjnej**			
poziom		Olej mineralny	Ester naturalny o obniżonej lepkości	Ester naturalny	Ester syntetyczny
Długość elementu grzejnego *l* [m]		0,8			
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej *q* [W·m^{-2}]		1000			
Miejsce wyznaczania *α* [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	122,22	119,72	121,35	106,57
	bok	129,15	121,24	127,64	109,53
	dół	140,57	127,17	135,83	119,14
	średnia	**130,65**	**122,71**	**128,27**	**111,75**
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej *q* [W·m^{-2}]		2000			
Miejsce wyznaczania *α* [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	172,47	147,69	151,64	132,67
	bok	152,67	148,31	157,60	136,93
	dół	182,91	157,00	168,03	147,75
	średnia	**169,35**	**151,00**	**159,09**	**139,12**
Obciążenie cieplne powierzchni schładzanej *q* [W·m^{-2}]		3000			
Miejsce wyznaczania *α* [W·m^{-2}·K^{-1}]	góra	198,26	174,43	172,57	167,00
	bok	181,42	173,76	175,09	168,99
	dół	203,59	180,90	192,35	181,83
	średnia	**194,42**	**176,36**	**180,00**	**172,61**

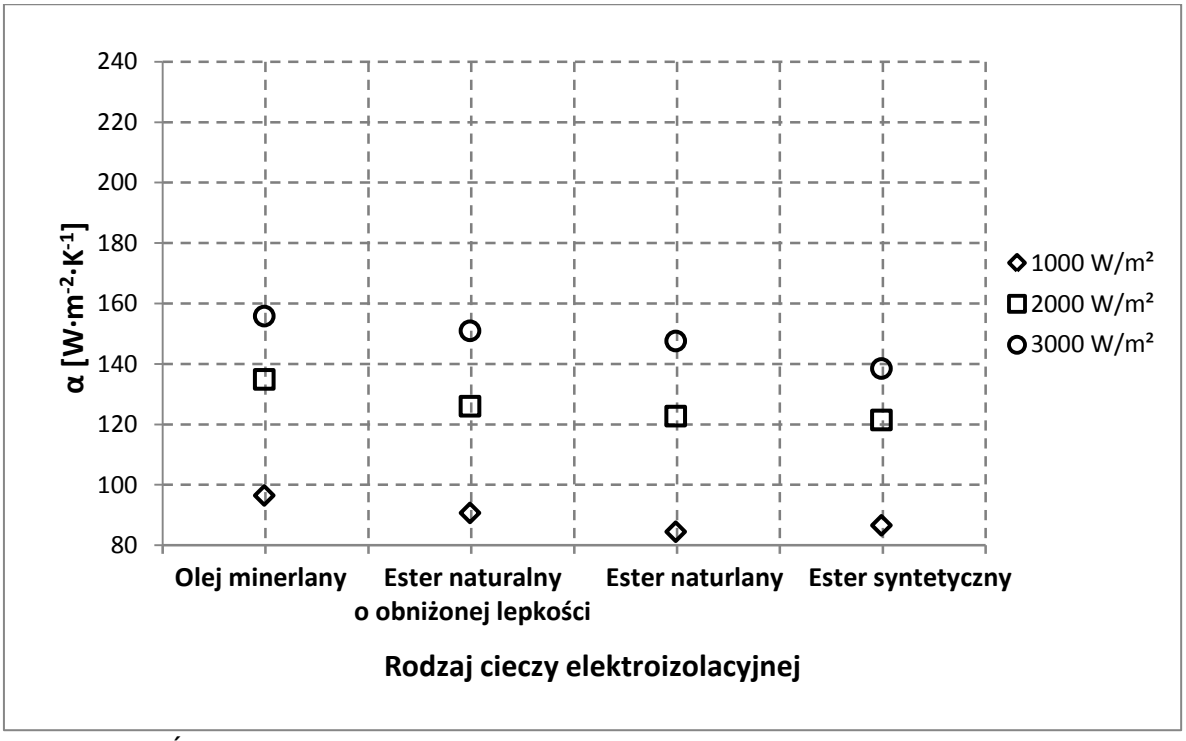
7.2 Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej

Pierwszym analizowanym przypadkiem w niniejszej pracy był pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od rodzaju cieczy elektroizolacyjnej. Na podstawie wyników zamieszczonych w tabelach 7.1 i 7.2 można stwierdzić, że cieczą o największym współczynniku przejmowania ciepła *α* był olej mineralny. Natomiast cieczą o najmniejszym współczynniku *α* był ester syntetyczny. Ester naturalny o obniżonej lepkości oraz ester naturalny miały pośrednie wartości współczynnika *α*. Na wartość tego współczynnika w przypadków tych ostatnich estrów miało wpływ położenie elementu grzejnego.

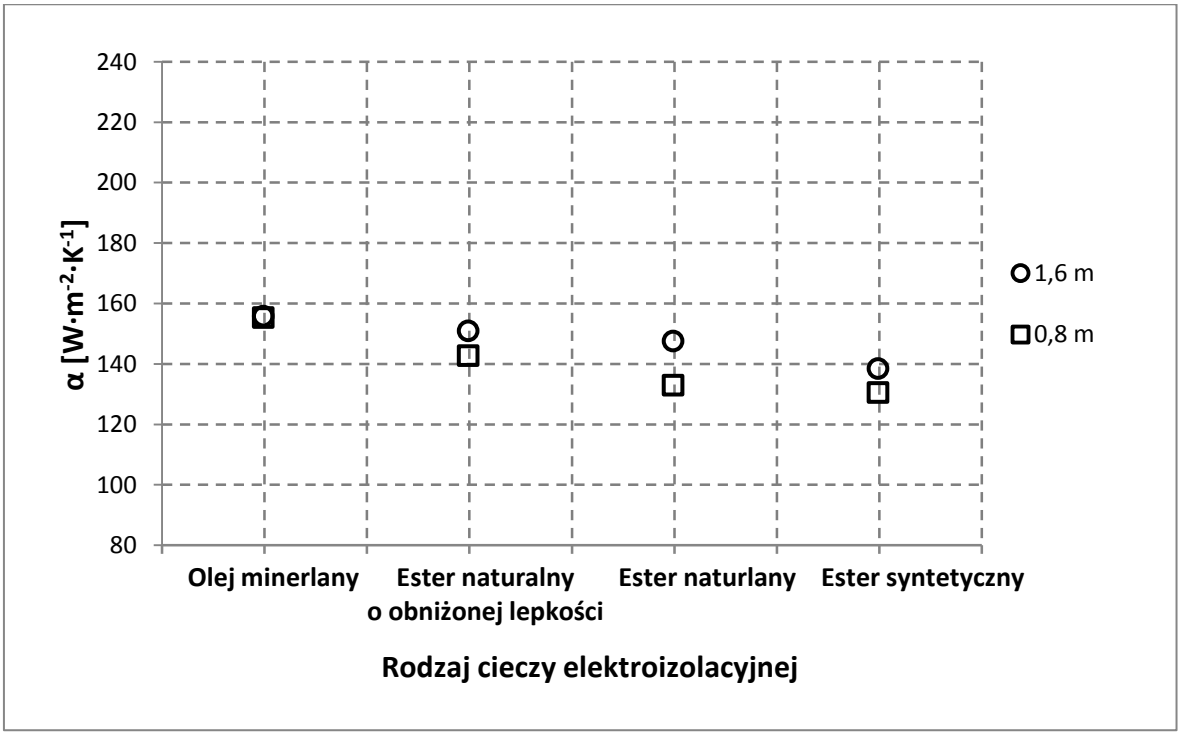
W przypadku pionowego położenia elementu grzejnego, najkorzystniejszą cieczą był zawsze olej mineralny, następnie ester naturalny o obniżonej lepkości, ester naturalny, a najmniej korzystną ester syntetyczny.

Powyższe stwierdzenie potwierdza się niezależnie od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q*, co przedstawiono na rysunku 7.1. Wniosek ten potwierdza się również niezależnie od długości elementu grzejnego *l*, co zilustrowano na rysunku 7.2. Również niezależnie od miejsca wyznaczania współczynnika *α* olej mineralny okazał się najkorzystniejszą cieczą, następnie

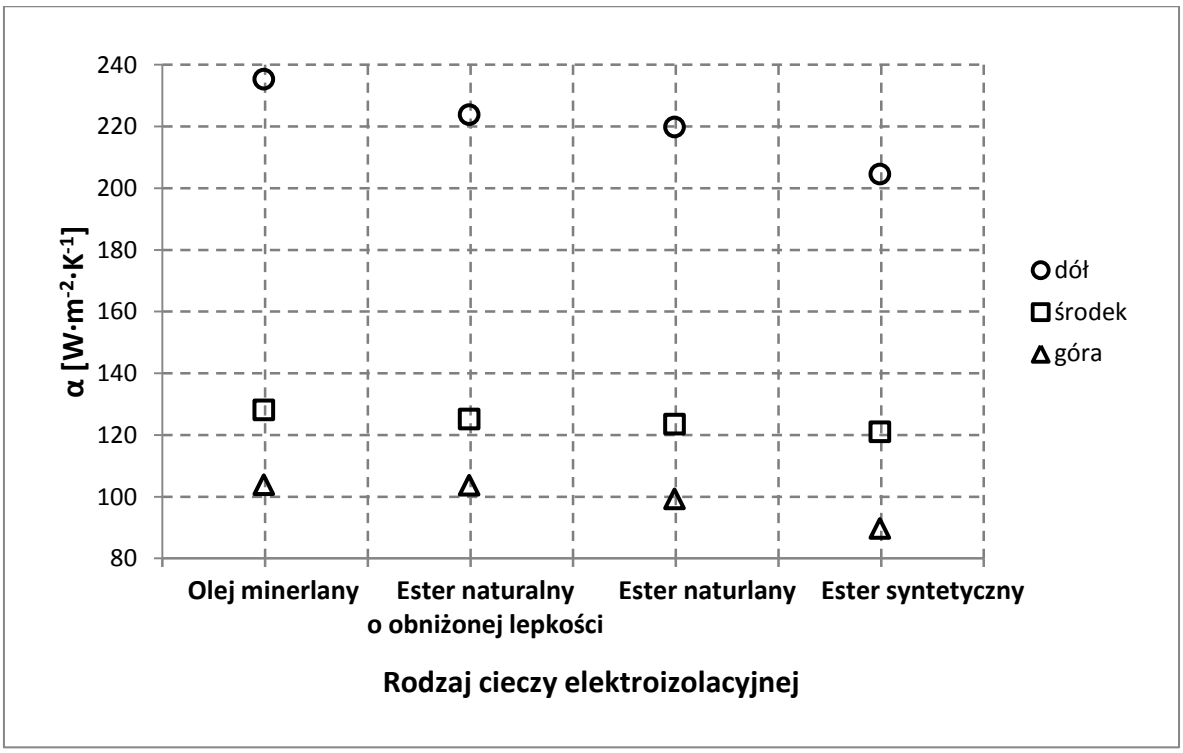
ester naturalny o obniżonej lepkości, ester naturalny, a ester syntetyczny miał najmniejszy współczynnik *α*, co pokazano na rysunku 7.3.



Rys. 7.1. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej; dla długości elementu grzejnego l=1,60 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=1000, 2000, 3000 W·m^{-2} oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

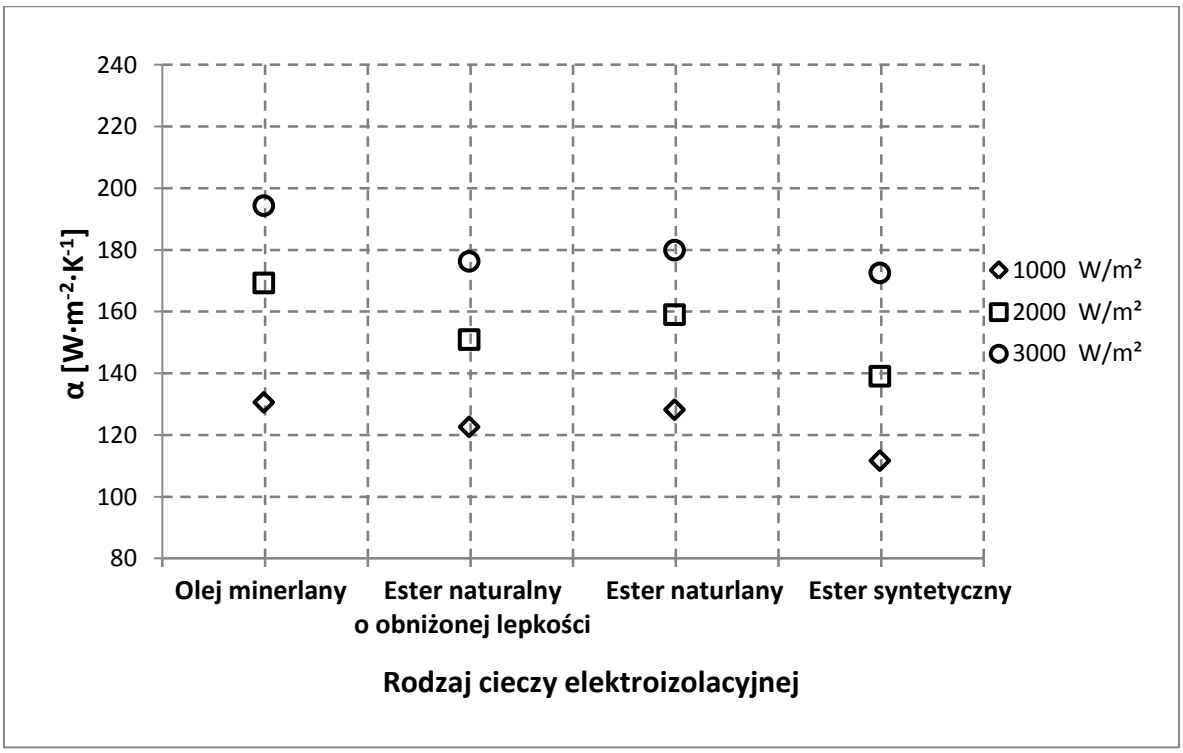


Rys. 7.2. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej; dla długości elementu grzejnego l=0,80 i 1,60 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q =3000 W·m^{-2} oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

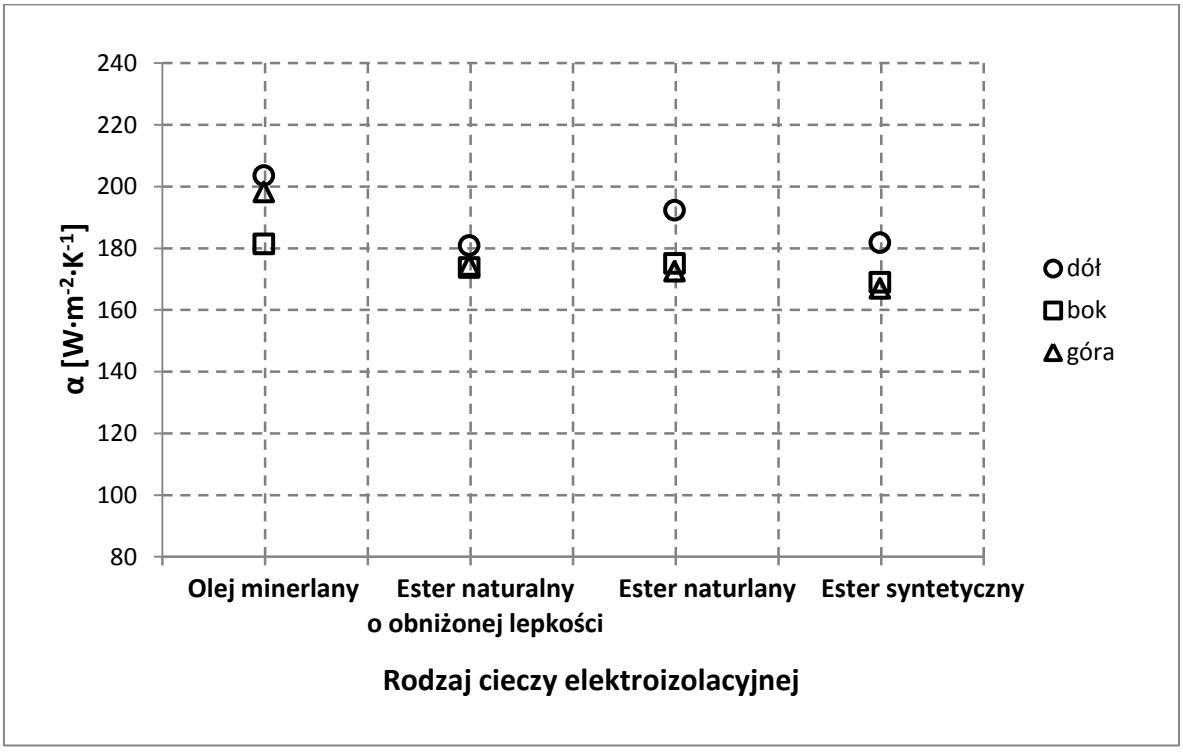


Rys. 7.3. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej i miejsca wyznaczania (góra, środek, dół); dla długości elementu grzejnego l=1,60 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2} oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

Dla poziomego położenia elementu grzejnego najkorzystniejszą cieczą był olej mineralny, następnie ester naturalny, ester naturalny o obniżonej lepkości, a najmniej korzystną był ester syntetyczny. Potwierdziło się to niezależnie od wartości obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q*, co widać na rysunku 7.4. Również niezależnie od miejsca pomiaru, najkorzystniejszą cieczą był olej mineralny, ester naturalny, ester naturalny o obniżonej lepkości, a ester syntetyczny okazał się najmniej korzystną cieczą, co pokazano na rysunku 7.5.

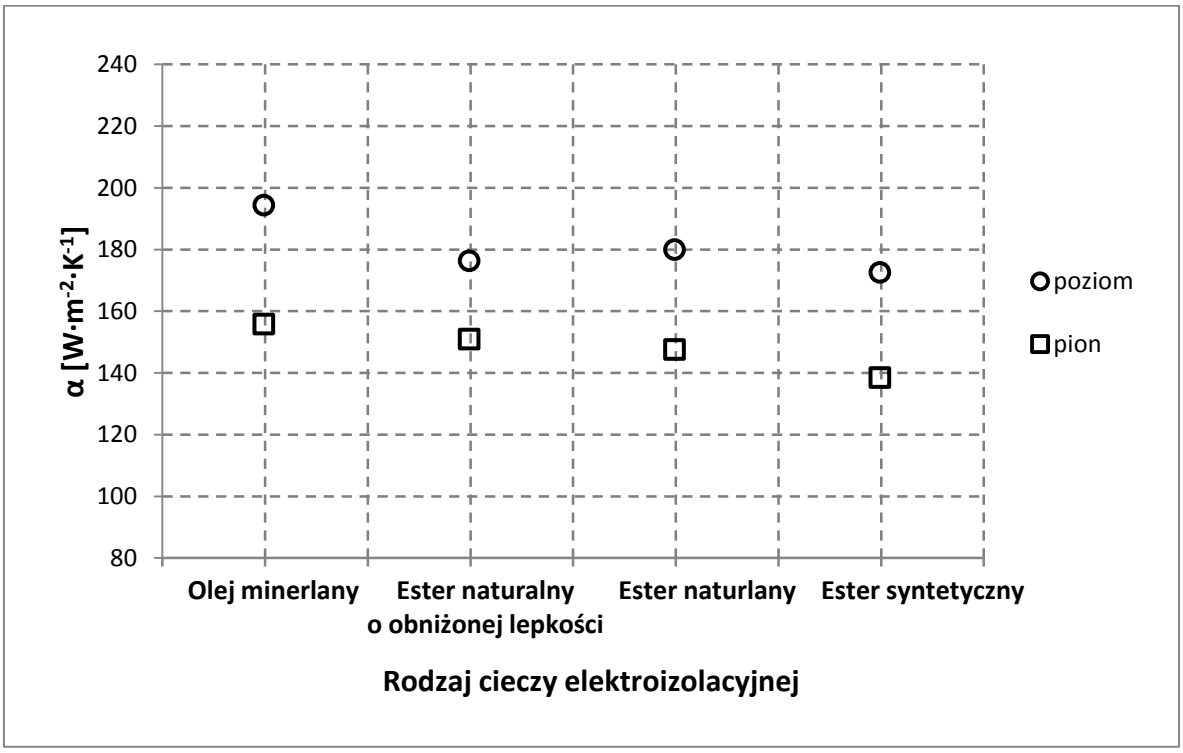


Rys. 7.4. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej; dla długości elementu grzejnego l=0,8 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=1000, 2000, 3000 W·m^{-2} oraz poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.5. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej i miejsca wyznaczania (góra, bok, dół); dla długości elementu grzejnego l=0,8 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2} oraz poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

Jak już wspomniano położenie elementu grzejnego nie miało wpływu która ciecz ma największy współczynnik α, a która najmniejszy, lecz miało wpływ na to, który z estrów naturalnych jest korzystniejszy. Dla położenia pionowego skuteczniejszą cieczą okazał się ester naturalny o obniżonej lepkości. Natomiast dla poziomego to ester naturalny miał większy współczynnik α, co przedstawiono na rysunku 7.6. Ester naturalny o obniżonej lepkości, w porównaniu do estru naturalnego, na pewno charakteryzuje się mniejszą lepkością, która ma wpływ na współczynnik α. Jednak na podstawie wyników pomiaru współczynnika α można powiedzieć, że ester naturalny o obniżonej lepkości ma prawdopodobnie mniej korzystne pozostałe właściwości cieplne, jak przewodność cieplna λ, ciepło właściwe c_p, współczynnik rozszerzalności kinematycznej β i gęstość ρ, które również wpływają na wartość współczynnika α. W przypadku położenia pionowego prawdopodobnie decydujący wpływ na współczynnik α miała lepkość v, a dla położenia poziomego pozostałe właściwości cieplne



Rys. 7.6. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej; dla długości elementu grzejnego l=0,8 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2} oraz poziomego i poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

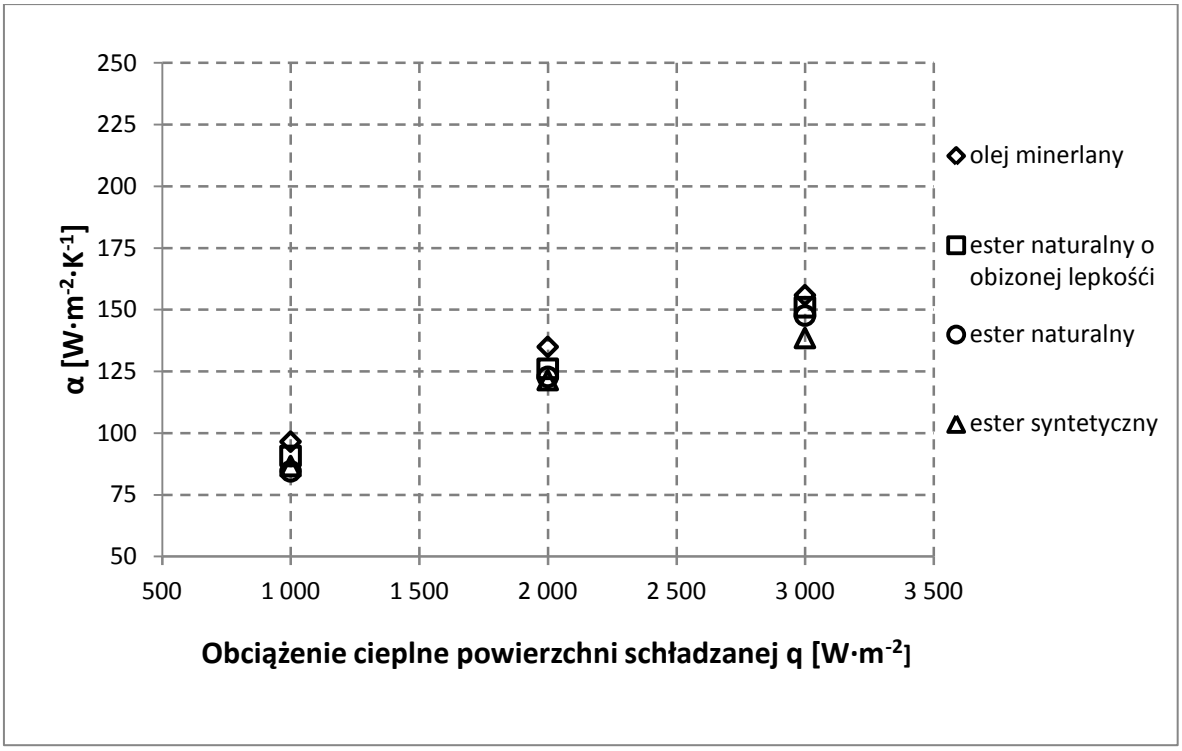
Na podstawie wyników pomiarów współczynnika α stwierdzono, że najefektywniejszą z punktu widzenia chłodzenia urządzeń elektroenergetycznych jest olej mineralny, następnie oba rodzaje estrów (w zależności od położenia), a najmniej korzystną ester syntetyczny. Kolejność ta była niezależna od długości elementu grzejnego, powierzchniowego obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej oraz miejsca pomiaru.

7.3 Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q*

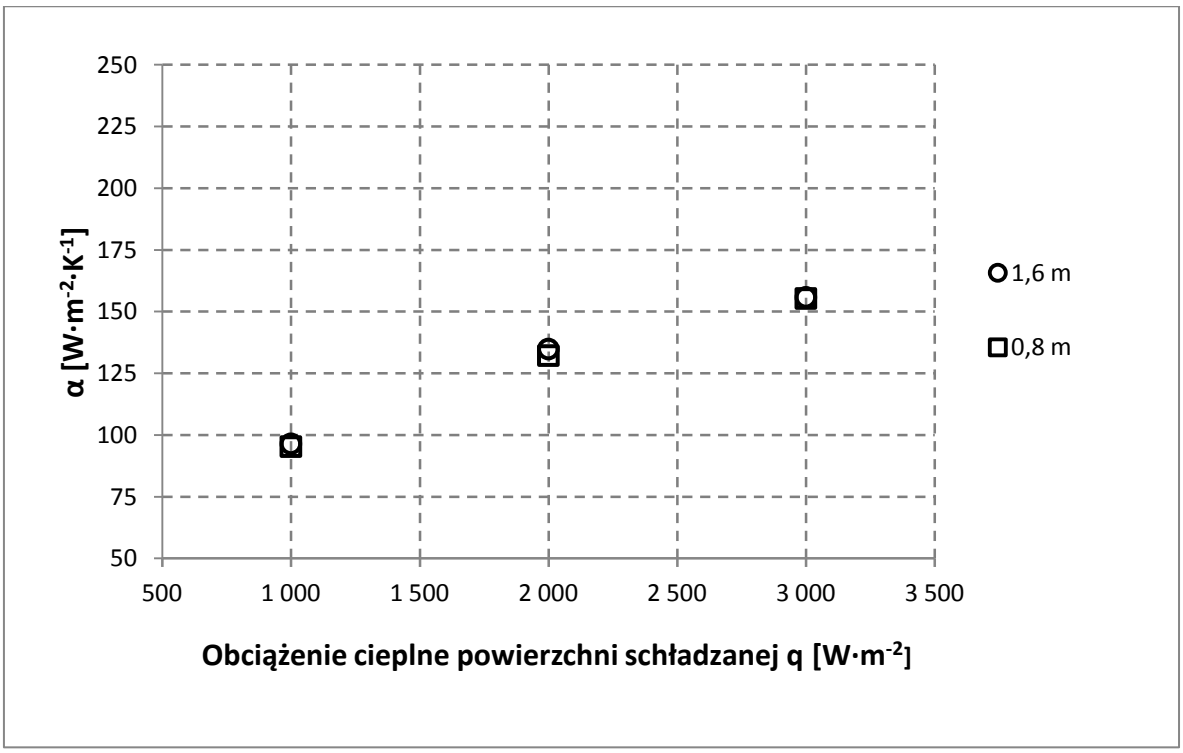
Drugim omawianym przypadkiem w przedstawionej pracy doktorskiej był pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q* dla trzech wartości 1000, 2000 oraz 3000 $W \cdot m^{-2}$. Wybrano takie obciążenia cieplne powierzchni schładzanej, ponieważ są one dość często spotykane w transformatorach energetycznych.

Podając analizie wyniki pomiarów w tabelach 7.1 oraz 7.2 można wywnioskować, że wraz ze wzrostem obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q* wartość współczynnika *α* również rosła.

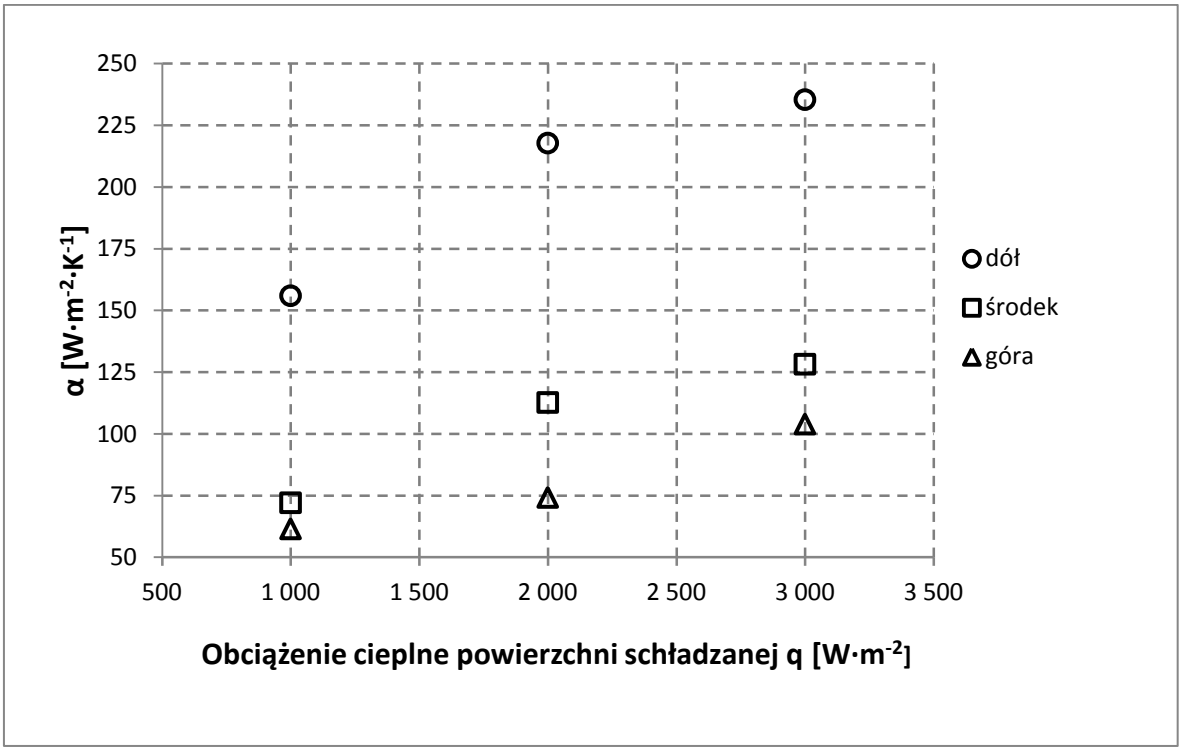
Dla pionowego położenia elementu grzejnego, największą wartość współczynnika *α* uzyskano dla obciążenia *q*=3000 $W \cdot m^{-2}$, a najmniejszą dla obciążenia 1000 $W \cdot m^{-2}$ (Rys.7.7÷7.9). Prawidłowość ta potwierdza się, niezależnie od użytej cieczy elektroizolacyjnej, co zostało zaprezentowane na rysunku 7.7.



Rys. 7.7. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej; dla różnych rodzajów cieczy elektroizolacyjnych, długości elementu grzejnego l=1,6 m oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



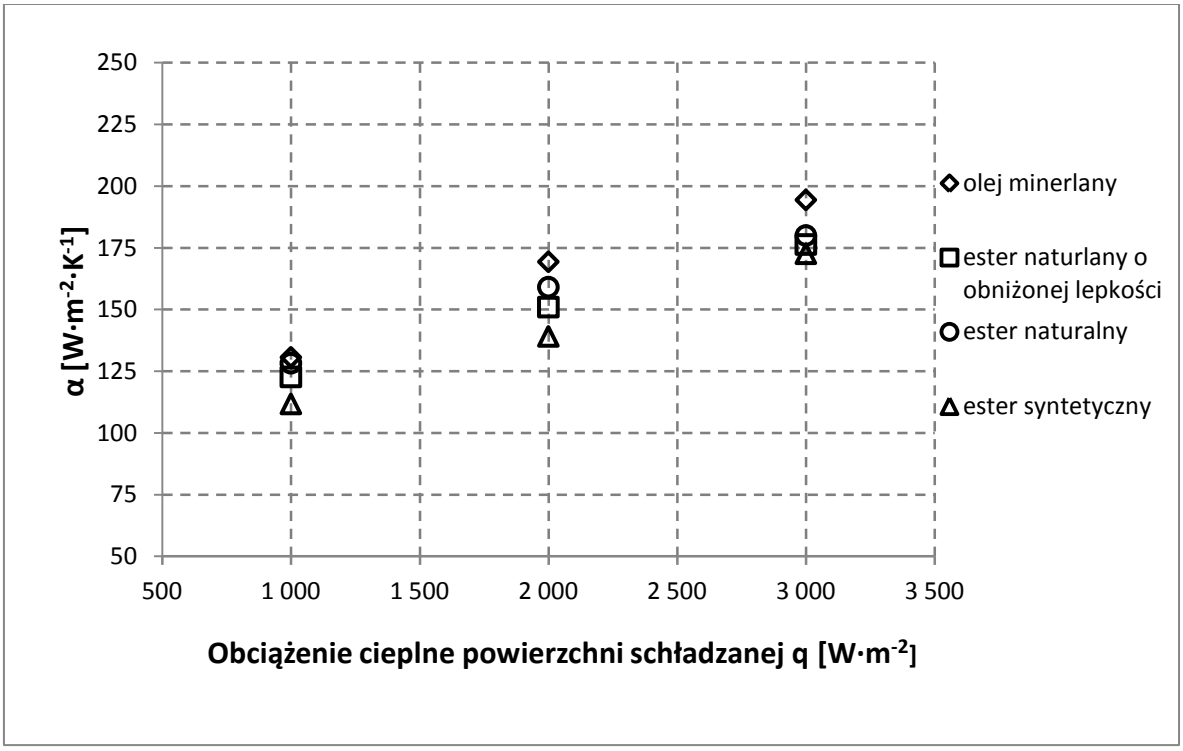
Rys. 7.8. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej; dla oleju mineralnego, dwóch długości elementu grzejnego l=0,8 i 1,6 m oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



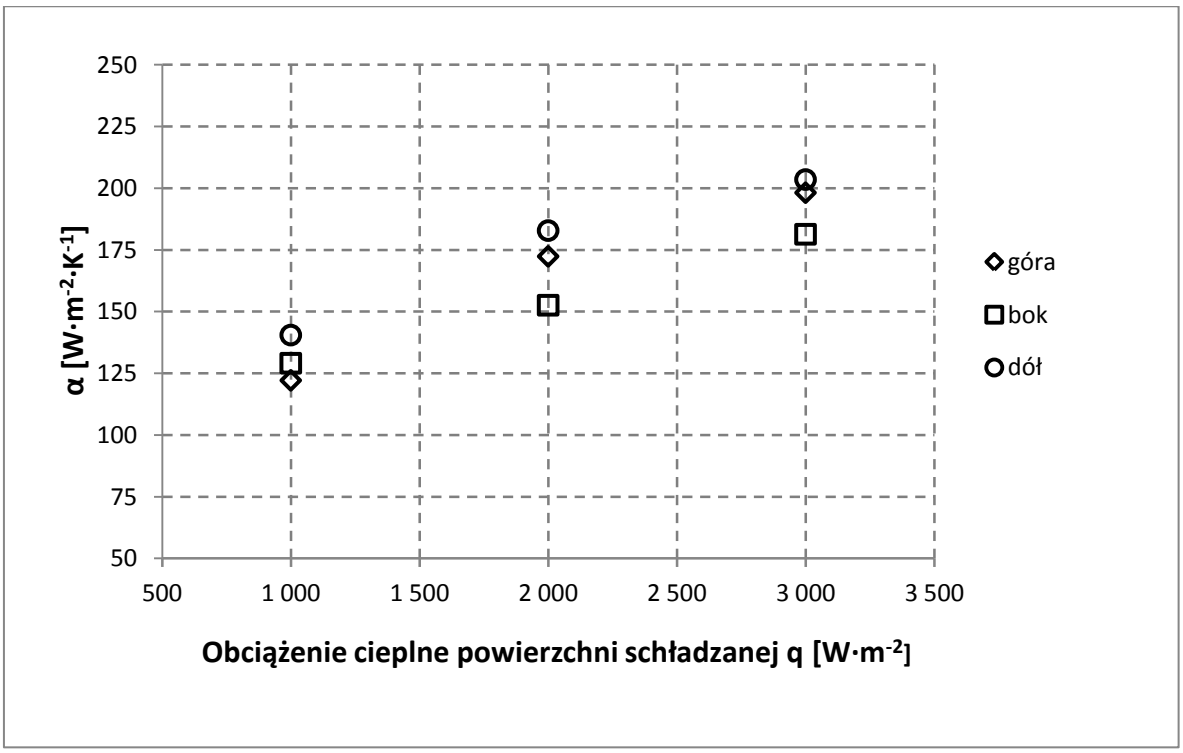
Rys. 7.9. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej i miejsca wyznaczania (góra, środek, dół) dla oleju mineralnego, długości elementu grzejnego l=1,60 m oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

Analizując rysunek 7.8 można stwierdzić, że wartość współczynnika *α* również była największa dla obciążenia 3000 $W \cdot m^{-2}$, a najmniejsza dla 1000 $W \cdot m^{-2}$ bez względu na zastosowaną długość elementu grzejnego. Podobną analogię można dostrzec na rysunku 7.9. Tak jak w poprzednich przypadkach również niezależnie od miejsca wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła *α,* największą wartość tego współczynnika uzyskano dla obciążenia q=3000 $W \cdot m^{-2}$, a najmniejszą dla obciążenia 1000 $W \cdot m^{-2}$.

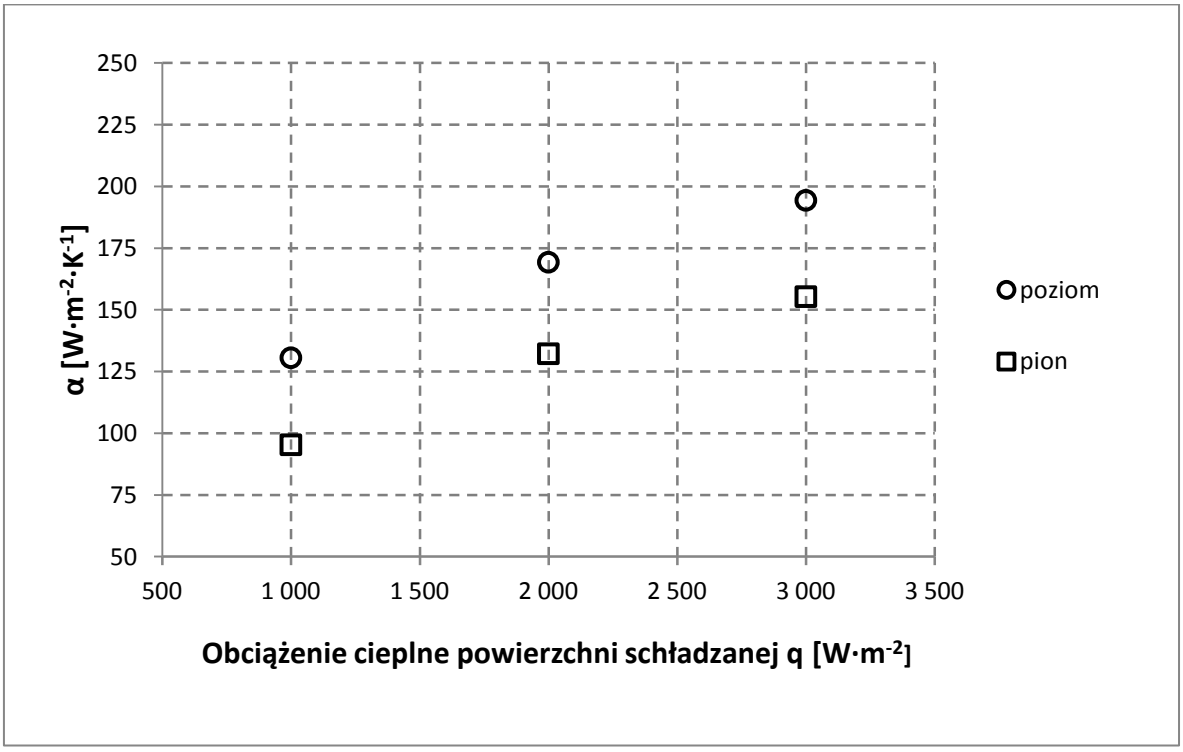
Dla poziomego położenia elementu grzejnego, tak samo jak dla pionowego, najkorzystniejszą wartość współczynnika *α* uzyskano dla obciążenia q=3000 $W \cdot m^{-2}$, a najmniejszą dla obciążenia 1000 $W \cdot m^{-2}$. Relację tę dostrzeżono niezależnie od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej (Rys.7.10) oraz miejsca wyznaczania współczynnika *α* (Rys.7.11).



Rys. 7.10. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej; dla różnych rodzajów cieczy elektroizolacyjnych, długości elementu grzejnego l=0,8 m oraz poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.11. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej i miejsca wyznaczenia α (góra, bok, dół); dla oleju mineralnego, długości elementu grzejnego l=0,8 m oraz poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.12. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q i położenia powierzchni schładzanej względem ziemi; dla oleju mineralnego i długości elementu grzejnego l=0,8 m

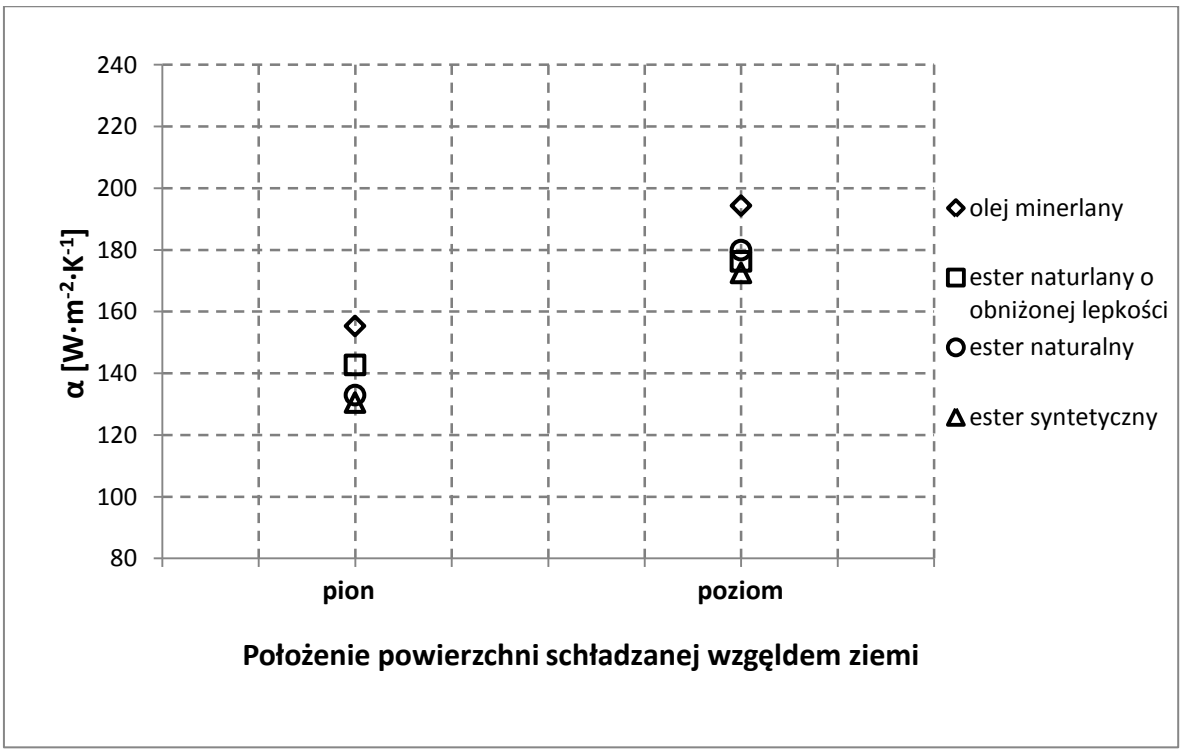
Na rysunku 7.12 przedstawiono zależność współczynnika α od powierzchniowego obciążenia cieplnego q dla położenia pionowego i poziomego powierzchni schładzanej względem ziemi. Jak widać, wraz ze wzrostem obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q rośnie wartość współczynnika α, niezależnie od położenia.

Jak wykazały badania, wartość obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q ma znaczący wpływ na wartość współczynnika przejmowania ciepła α. Zauważano, że jego wartość wzrasta wraz ze wzrostem obciążenia q. Wyższe obciążenie q oznacza wyższą temperaturę T. W podrozdziale 2.1.4 wykazano, że wraz ze wzrostem temperatury zmieniają się właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej, które wpływają na współczynnik α. Na podstawie omawianej tabeli 2.3 z podrozdziału 2.1.4 można powiedzieć, że wzrost temperatury powoduje: spadek przewodności cieplnej λ oraz spadek gęstości ρ, co negatywnie wpływa na współczynnik α. Na podstawie tej samej tabeli można również powiedzieć, że wzrost temperatury skutkuje: spadkiem lepkości v, wzrostem ciepła właściwego c_p oraz wzrostem rozszerzalności cieplnej β, co wpływa korzystnie na współczynnik α. Te trzy ostatnie wymienione właściwości termiczne miały większy wpływ na współczynnik α niż przewodność cieplna i gęstość, co spowodowało, że wraz ze wzrostem temperatury współczynnik α zwiększył swoją wartość.

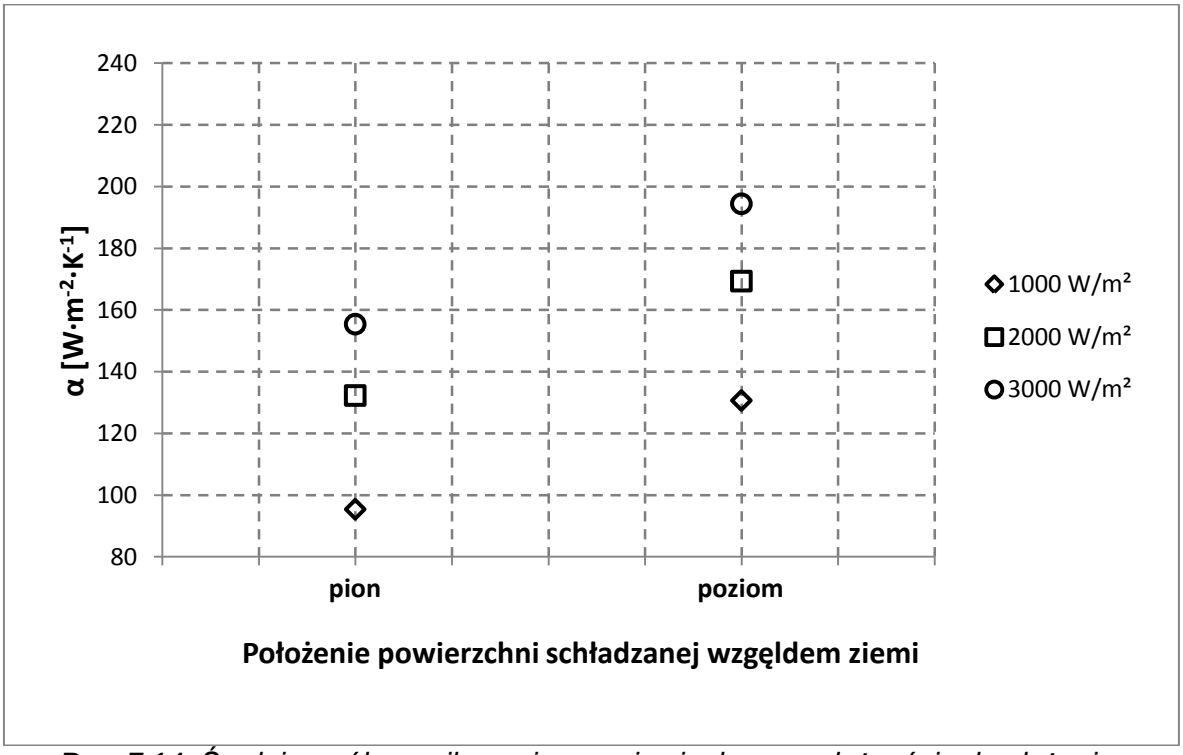
7.4 Pomiar współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom)

W niniejszym podrozdziale omówiono wyniki pomiarów współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi. Rozpatrywano dwa położenia pionowe i poziome. Opierając się na wynikach zamieszczonych w tabelach 7.1 oraz 7.2 można spostrzec, że położenie powierzchni schładzanej względem ziemi ma istotny wpływ na wartość współczynnika przejmowania ciepła α.

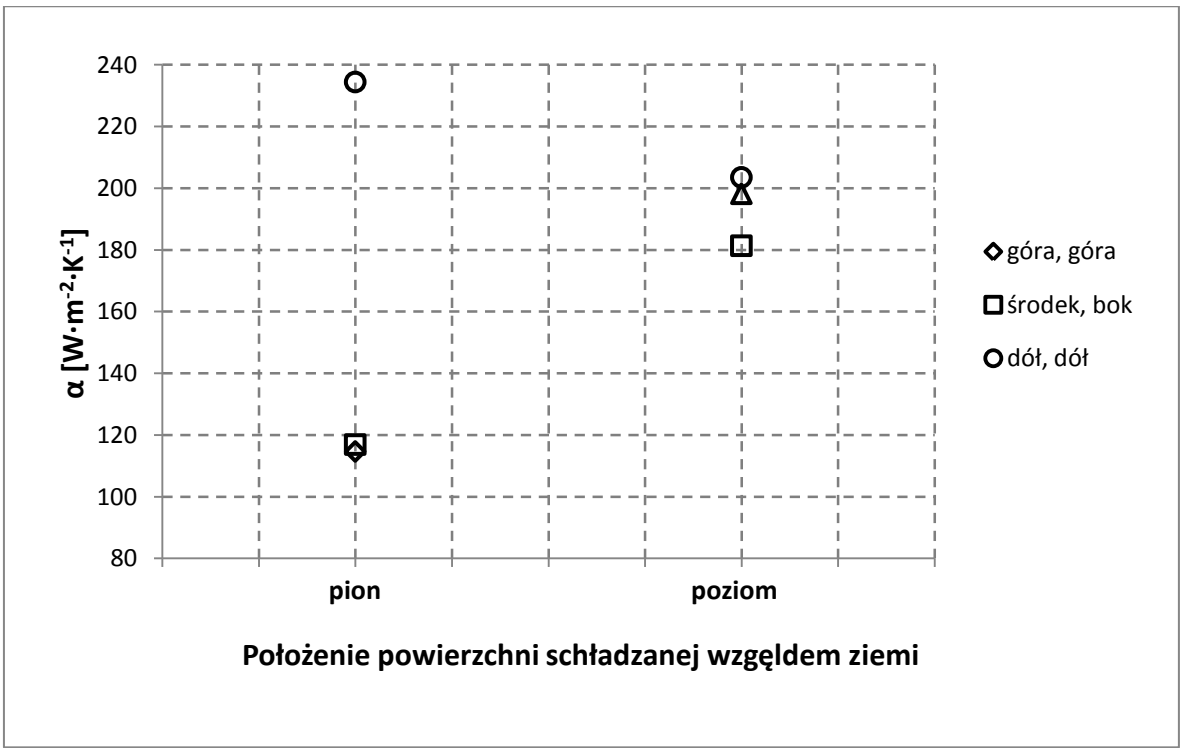
Zauważono, iż dla poziomego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi prawie we wszystkich przypadkach współczynnik α miał większą wartość niż dla pionowego. Zależność tą dostrzeżono bez względu na rodzaj użytej cieczy elektroizolacyjnej, co zostało udowodnione na rysunku 7.13. Wniosek ten został także potwierdzony niezależnie od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q, co zostało zilustrowane na rysunku 7.14. Tendencja ta również pojawiła się w zależności współczynnika α od miejsca jego wyznaczania (Rys 7.15). Wyjątek tutaj stanowi dolne miejsce wyznaczania współczynnika α.



Rys. 7.13. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi; dla różnych rodzajów cieczy elektroizolacyjnych, długości elementu grzejnego l=0,8 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2}



Rys. 7.14. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi; dla oleju mineralnego długości elementu grzejnego l=0,8 m oraz powierzchniowego obciążenia cieplnego powierzchni q=1000, 2000, 3000 W·m^{-2}



Rys. 7.15. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od położenia powierzchni schładzanej względem ziemi i miejsca wyznaczania α (góra, środek, dół - pion; góra, bok, dół - poziom); dla oleju mineralnego, długości elementu grzejnego l=0,8 m, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2}

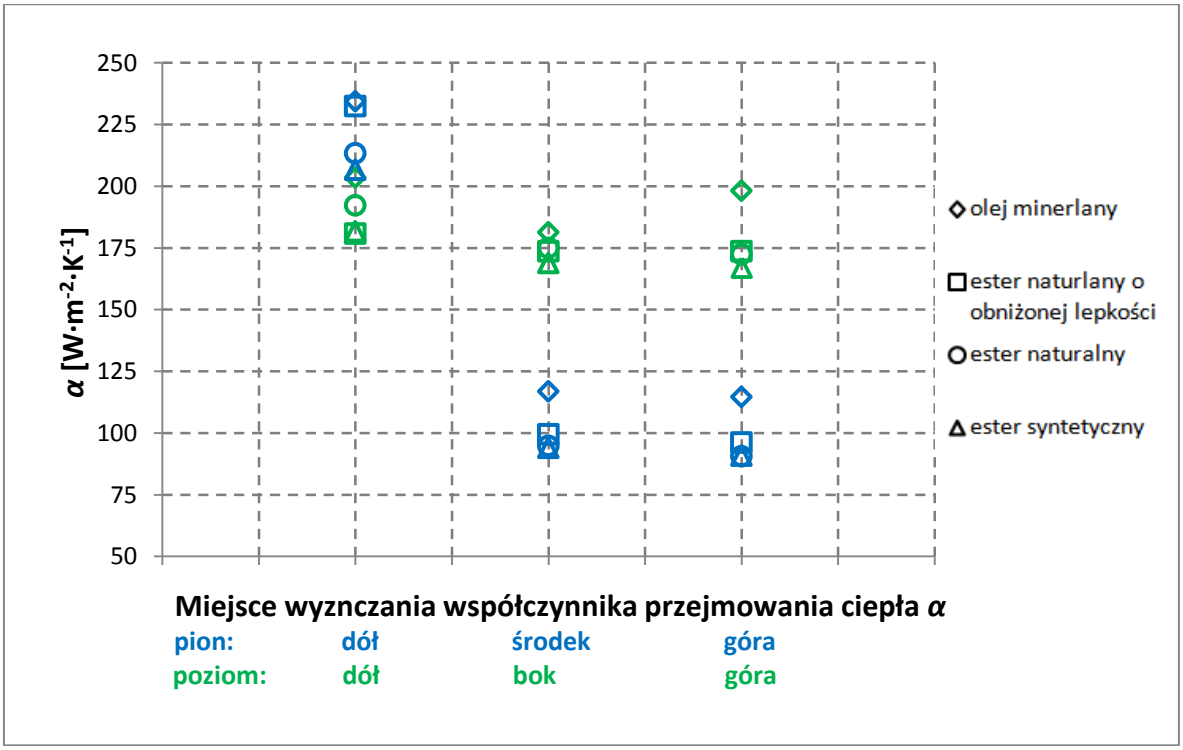
W podrozdziale 2.1.4 założono, że położenie powierzchni schładzanej względem ziemi (pionowe, poziome) będzie miało istotny wpływ na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α*, ponieważ dla obydwu tych przypadków występuje rożna intensywność ruchu konwekcyjnego cieczy elektroizolacyjnej. Dla położenia poziomego ciecz elektroizolacyjna nagrzewa się na długości równej połowie obwodu elementu grzejnego, a następnie jest schładzana na powierzchni zewnętrznej. Długość tej drogi jest równa około 3 cm, przy założeniu, że promień elementu grzejnego jest równy 1,1 cm. W przypadku położenia pionowego długość drogi, wzdłuż której nagrzewa się ciecz jest znacznie dłuższa, równa wysokości elementu grzejnego (80 cm). Oznacza to, że dla położenia pionowego oddawanie ciepła jest mniej skuteczne niż dla położenia poziomego.

7.5 Pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od miejsca wyznaczenia jego wartości na elemencie grzejnym (górne, środkowe i dolne dla położenia pionowego, oraz górne, boczne, dolne dla położenia poziomego)

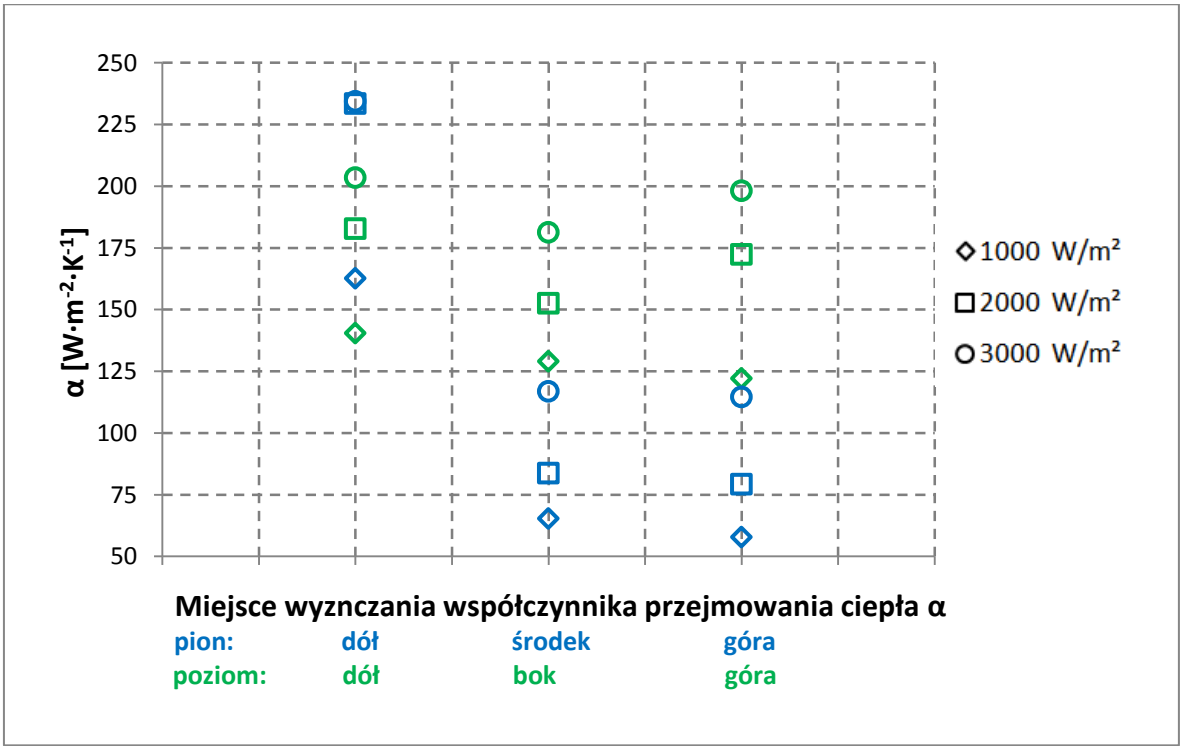
Kolejnym rozpatrywanym przypadkiem w niniejszej pracy doktorskiej był pomiar współczynnika przejmowania ciepła *α* w zależności od miejsca wyznaczania jego wartości na elemencie grzejnym. Wartości te wyznaczono dla następujących konfiguracji. Dla pionowego położenia elementu grzejnego miejscem wyznaczania współczynnika przejmowania ciepła *α* była góra, środek oraz dół elementu grzejnego. Dla poziomego położenia wyznaczono współczynnik

α dla góry, boku i dołu elementu grzejnego. Na podstawie wyników pomiarów w tabelach 7.1 oraz 7.2 można dojść do wniosku, iż wybór miejsca, dla którego wyznaczyło się współczynnik α ma znaczący wpływ na jego wartość.

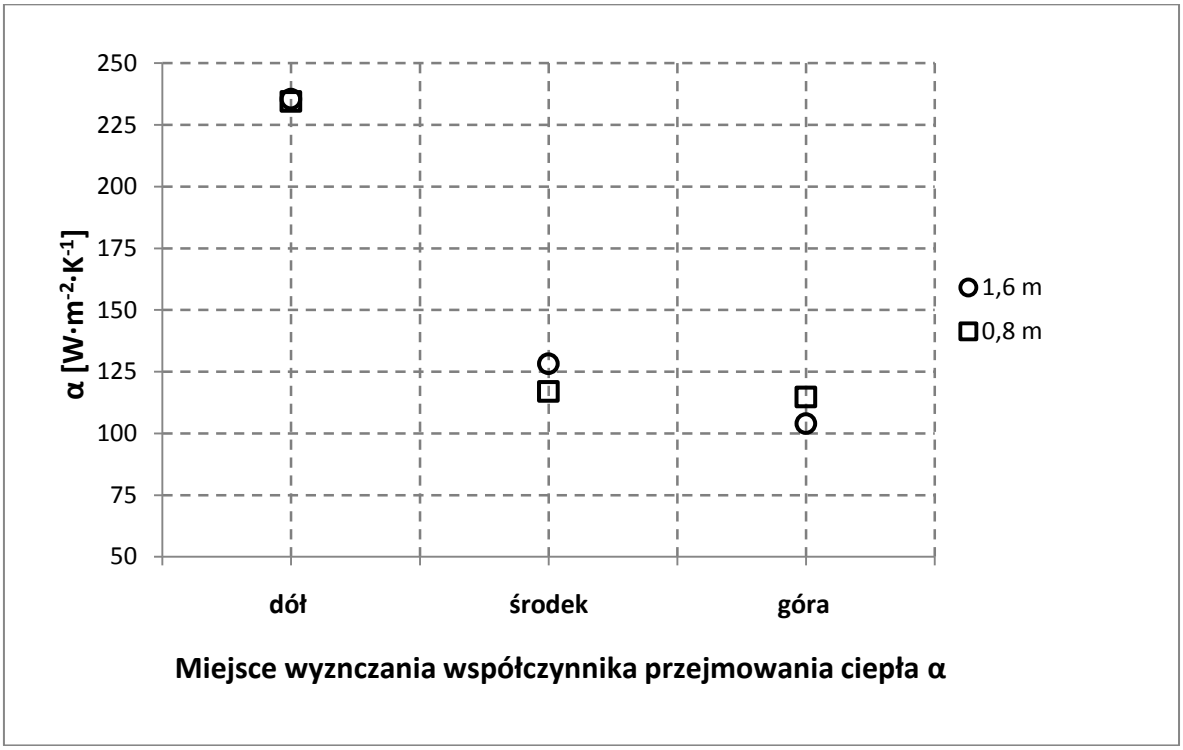
Zarówno dla położenia pionowego oraz poziomego elementu grzejnego miejscem, w którym współczynnik przejmowania ciepła α osiągnął największą wartość był dół. Stwierdzenie to potwierdza się niezależnie od rodzaju użytej cieczy elektroizolacyjnej, co przedstawiono na rysunku 7.16. Reguła ta potwierdza się również niezależnie od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q, co zilustrowano na rysunku 7.17. Także niezależnie od długości elementu grzejnego dla położenia pionowego elementu grzejnego największą wartość współczynnika α osiągnięto dla dolnego miejsca na elemencie grzejnym (Rys. 7.18).



Rys. 7.16. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od miejsca wyznaczania jego wartości; dla różnych rodzajów cieczy elektroizolacyjnych, długości elementu grzejnego l=0,8,obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2}, oraz pionowego i poziomowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.17. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od miejsca wyznaczania jego wartości; dla oleju mineralnego, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=1000, 2000, 3000 W·m^{-2}, długości elementu grzejnego l=0,8 m oraz pionowego i poziomowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.18. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od miejsca wyznaczania jego wartości; dla oleju mineralnego, obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2}, długości elementu grzejnego l=0,8 m i 1,6 m oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

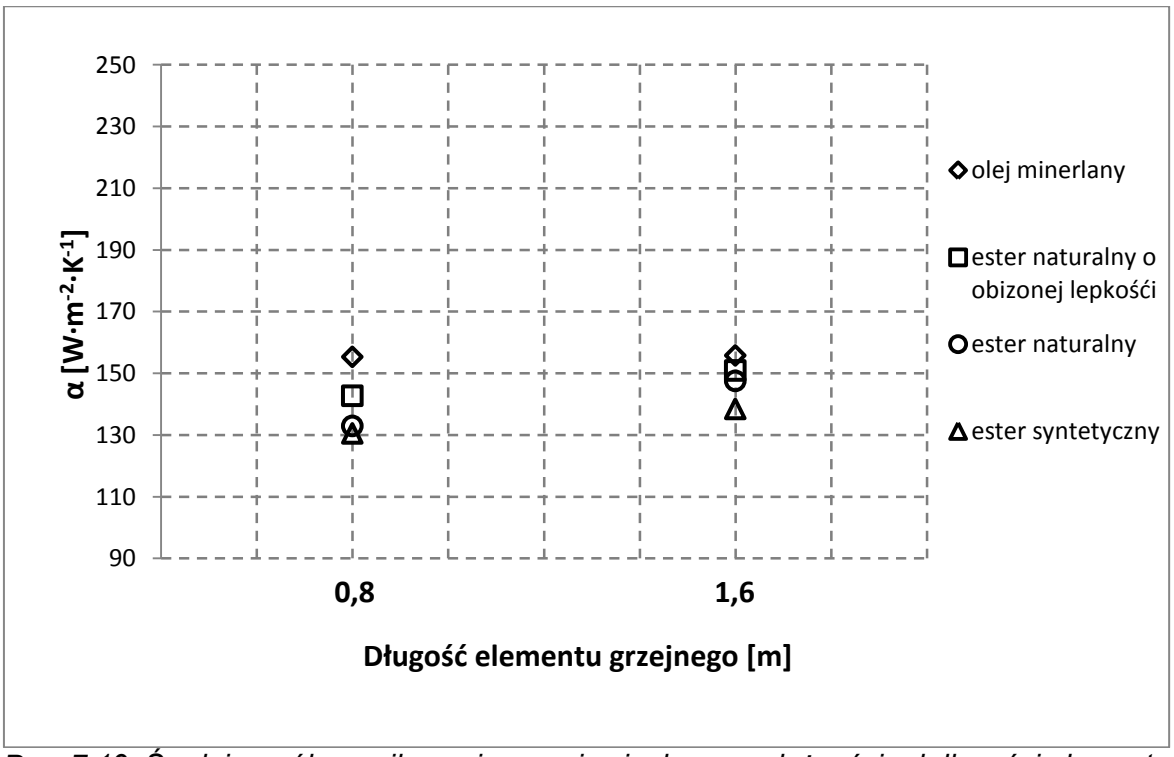
W przypadku położenia pionowego oraz poziomego największą wartość współczynnika przejmowania ciepła α uzyskano dla dolnego miejsca wyznaczania jego wartości na elemencie grzejnym. Następnie dla środkowego i górnego dla pionu, natomiast dla położenia poziomego elementu grzejnego w większości przypadków kolejnym miejscem, w którym współczynnik α charakteryzował się korzystną wartością był bok, a najmniej korzystnym miejscem wyznaczania współczynnika α okazała się góra elementu grzejnego (Rys 7.16÷7.18). Taki rozkład wartość współczynnika α wzdłuż elementu grzejnego w obydwu przypadkach był spowodowany ruchem konwekcyjnym cieczy elektroizolacyjnej, który nie jest jednakowy w całej jej objętości (podrozdział 2.1.4). Prowadzi on do nierównomiernego rozkładu temperatury we wnętrzu układu wpływając bezpośrednio na wartość współczynnika α w określonych punktach. Uzyskane wyniki świadczą, iż w dolnej części układu otrzymano najmniejszą różnicę temperatury ΔT między elementem grzejnym, a kadzią. Oznacza to, że w dolnej części elementu grzejnego współczynnik przejmowania ciepła α ma największą wartość.

Jak napisano w podrozdziale 2.1.4 w przypadku położenia poziomego ruch konwekcyjny cieczy występuję na bocznych i górnej powierzchni elementu grzejnego. Oznacza to, że ciepło wygenerowane na dolnej powierzchni elementu grzejnego nie zostaje odprowadzone w znaczącej części do otoczenia przez dolną część kadzi, lecz przez boczną i górną część kadzi. Ciepło wygenerowane na dolnej powierzchni elementu grzejnego zostaje odprowadzone w sposób minimalny przez dolną powierzchnię kadzi już tylko na zasadzie przewodnictwa cieplnego. Podobny mechanizm zachodzi w przypadku pionowego położenia elementu grzejnego.

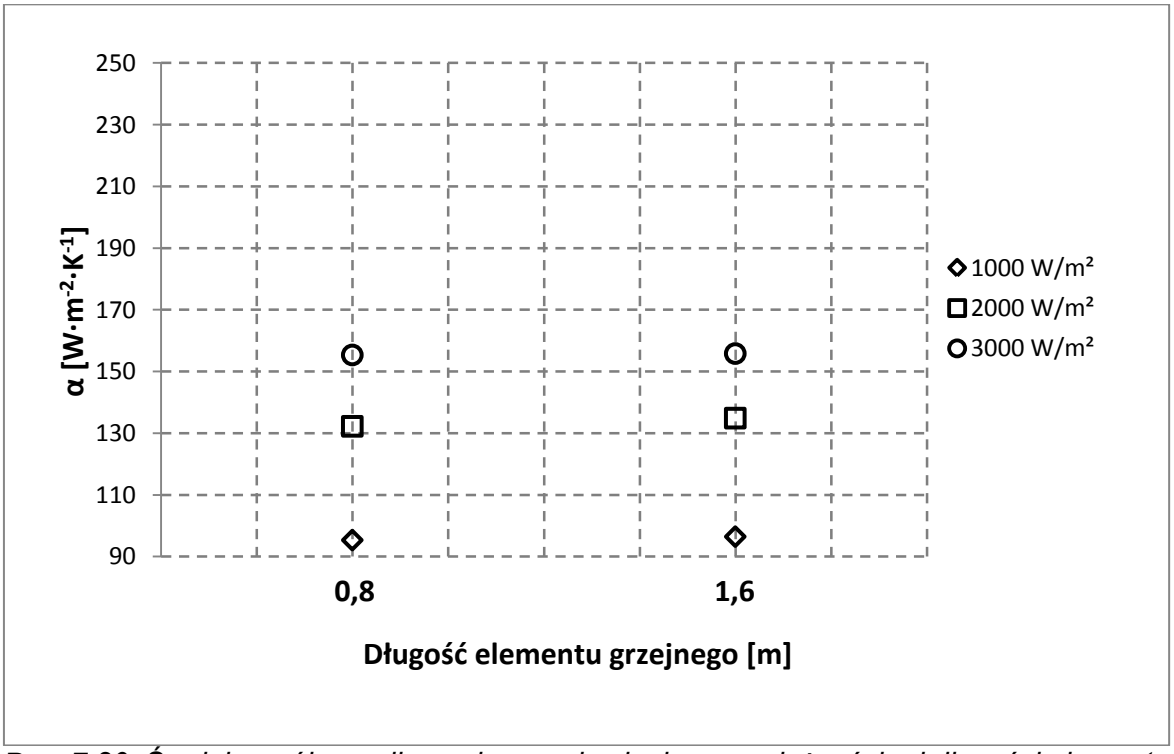
7.6 Pomiar współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od długości elementu grzejnego

Ostatnim omawianym przypadkiem w niniejszej rozprawie doktorskiej było wyznaczenie współczynnika przejmowania ciepła α w zależności od długości elementu grzejnego. Rozpatrywano jego dwie długości 0,8 m i 1,6 m. Analizowano przypadek, w którym element grzejny znajdował się w pozycji pionowej względem ziemi.

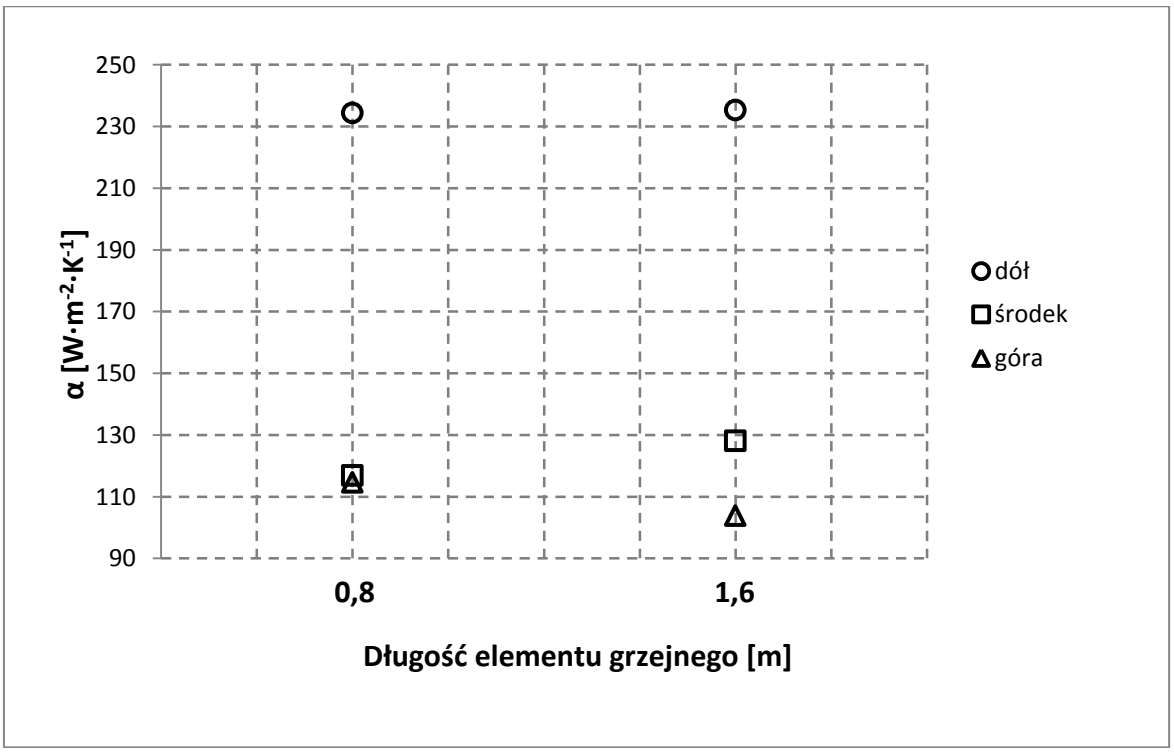
Poddając analizie wyniki pomiarów zamieszczonych w tabelach 7.1 oraz 7.2 można wywnioskować, że długość elementu grzejnego nie wpływa znacząco na wartość współczynnika α. Stwierdzenie to potwierdza się niezależnie od użytej cieczy elektroizolacyjnej, co zostało przedstawione na rysunku 7.19. Reguła ta potwierdza się także niezależnie od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q, co pokazano na rysunku 7.20. Ten sam brak zależność współczynnika α od długości elementu grzejnego występuje niezależnie od miejsca pomiaru, (góra, środek, dół), co pokazano na rysunku 7.21.



Rys. 7.19. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od długości elementu grzejnego; dla różnych rodzajów cieczy elektroizolacyjnych, powierzchniowego obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2} oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.20. Średni współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od długości elementu grzejnego; dla oleju mineralnego, powierzchniowego obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=1000, 2000, 3000 W·m^{-2} oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi



Rys. 7.21. Współczynnik przejmowania ciepła α w zależności od długości elementu grzejnego i miejsca wyznaczenia α (góra, środek, dół); dla oleju mineralnego, powierzchniowego obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej q=3000 W·m^{-2} oraz pionowego położenia powierzchni schładzanej względem ziemi

W podrozdziale 2.1.4 stwierdzono, że współczynnik przejmowania ciepła *α* zależy od długości elementu grzejnego w potędze *3n-1.* Na wartość wykładnika wpływa parametr *n,* który zależy od charakteru ruchu cieczy. Stwierdzono również, że dla ruchu laminarnego długość elementu grzejnego ma wpływ na wartość *α*, ponieważ *n*=0,125 w związku z tym potęga *3n-1* przyjmuje wartość -0,625. Natomiast dla ruchu turbulentnego zakłada się, że *n* równe jest 0,333. Oznacza to, że wyrażenie *3n-1* równa się 0, zatem długość elementu grzejnego nie będzie miała wpływu na wartość współczynnika *α*. Na podstawie otrzymanych wyników współczynnika *α* w zależności od długości elementu grzejnego, można powiedzieć, że dla rozpatrywanych przypadków występuje ruch turbulentny.

8. WNIOSKI

Na podstawie literatury stwierdzono, że źródłem ciepła w transformatorze są straty mocy. Podzielono je na dwie grupy. Straty obciążeniowe i jałowe.

W dalszej części pracy doktorskiej dowiedziono w oparciu o literaturę, że ciecz elektroizolacyjna odgrywa istotną rolę w wymianie ciepła między uzwojeniami, a otoczeniem. Stwierdzono, iż wymiana ta, wiążę się głównie z mechanizmem przejmowania ciepła przez ciecz. Zwrócono szczególną uwagę na współczynnik przejmowania ciepła α, który jest parametrem opisującym ją pod względem cieplnym.

Na podstawie analizy literaturowej wykazano, że wyznaczenie współczynnika α jest trudne, ponieważ zależy on od wielu czynników, do których zaliczamy właściwości cieplne cieczy elektroizolacyjnej, obciążenie cieplne q powierzchni schładzanej, wymiar charakterystyczny (długość), położenie powierzchni schładzanej względem ziemi (pion, poziom) oraz od miejsca wyznaczania na elemencie grzejnym (góra, bok/środek, dół).

Kolejno przedstawiono skutki wynikające z podwyższonej temperatury w transformatorze. Wyodrębniono dwie grupy: negatywne i pozytywne. Stwierdzono, że skutków negatywnych jest zdecydowanie więcej niż pozytywnych. Do skutków negatywnych zalicza się przede wszystkim przyspieszenie procesów starzeniowych układu izolacyjnego.

W dalszej części pracy, w oparciu o literaturę skupiono się na projektowaniu transformatorów z punktu widzenia pola temperaturowego. Scharakteryzowano programy służące do symulacji pola temperaturowego transformatora. Wymieniono ich wady i zalety. Do głównych wad należy przede wszystkim dość długi czas wykonywania symulacji. Wykazano konieczność niekiedy szybszego zaprojektowania transformatora pod względem pola temperatury i wyznaczenia go choć w stopniu przybliżonym. Z tego powodu zaproponowano metodę, która może przyspieszyć projektowanie transformatorów od strony cieplnej, jednak konieczna jest znajomość współczynnika przejmowania ciepła α, który jak wykazano jest funkcją wielu zmiennych.

Następnie w oparciu o literaturę dokonano analizy pod względem dostępności wartości współczynnika α. Wykazano, że w dostępnej literaturze nie ma kompletnych informacji na temat wartości α w zależności od rodzaju cieczy, wpływu obciążenia cieplnego q powierzchni schładzanej, położenia powierzchni schładzanej względem ziemi oraz w zależności do długości elementu grzejnego. Dlatego postanowiono zbudować na podstawie literatury stanowisko laboratoryjne służące do wyznaczania jego wartości dla przypadków przedstawionych powyżej.

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że rodzaj użytej cieczy elektroizolacyjnej wpływa na wartość współczynnika przejmowania ciepła α. Spośród użytych w badaniach cieczy elektroizolacyjnych, to olej mineralny charakteryzował się największym współczynnikiem α, za to cieczą o najmniejszym współczynniku α był ester syntetyczny. Niezależnie od obciążenia cieplnego q, od długości elementu grzejnego l oraz od miejsca wyznaczania jego wartości. Natomiast ester naturalny o obniżonej lepkości oraz ester naturalny

charakteryzowały się pośrednimi wartościami współczynnika *α*. Na wartość tego współczynnika w przypadków tych dwóch ostatnich estrów miało wpływ położenie elementu grzejnego. Powodem różnic w wartości współczynnika *α* między zastosowanymi cieczami mogą być różne właściwości cieplne takie jak gęstość, lepkość, przewodność cieplna, ciepło właściwe oraz współczynnik rozszerzalności kinematycznej.

Jak dowiodły badania, wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* silnie zależna jest od obciążenia cieplnego powierzchni schładzanej *q*. Zauważono, że wraz ze wzrostem obciążenia *q* wzrasta wartość *α*. Jednocześnie wzrost *q* oznacza wzrost temperatury. Skutkuje to zmianą właściwości cieplnych cieczy elektroizolacyjnej, które wpływają na wartość współczynnika *α*.

Na podstawie przeprowadzonych badań można wywnioskować, że położenie powierzchni schładzanej względem ziemi (pionowe, poziome) miało istotny wpływ na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α*. Powodem tego jest różna intensywność ruchu konwekcyjnego cieczy elektroizolacyjnej dla tych dwóch rozpatrywanych przypadków. Intensywność ta wpływa na nagrzewanie się i chłodzenie cieczy. Dodatkowo dla położenia pionowego i poziomego występuje różna droga nagrzewania się cieczy. Dla poziomu długość tej drogi wynosi połowę obwodu elementu grzejnego, natomiast dla pionu droga ta jest znacznie dłuższa, równa wysokości elementu grzejnego. W związku z tym w przypadku położenia pionowego oddawanie ciepła jest mniej skuteczne niż dla położenia poziomego.

Na wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* wpływa także miejsce jego wyznaczania. Dla położenia poziomego ruch konwekcyjny cieczy występuje tylko na bocznych i górnej powierzchni elementu grzejnego, a większość ciepła zostaje oddana do otoczenia przez boczną i górną powierzchnie kadzi. Natomiast ciepło wygenerowane na dolnej części powierzchni elementu grzejnego zostaje odprowadzone głównie na zasadzie przewodnictwa cieplnego. Podobnie jak w przypadku położenia pionowego.

Analizując wyniki pomiarów współczynnika *α* w zależności od długości elementu grzejnego można stwierdzić, że długość elementu grzejnego nie ma znaczącego wpływu na wartość współczynnika *α.* Jednocześnie stwierdzono, że we wzorze na współczynnik *α* długość elementu grzejnego jest w potędze *3n-1*. Oznacza to, że wpływ na współczynnik *α* ma parametr *n*, którego wartość uzależniona jest od rodzaju ruchu cieczy. Dla ruchu laminarnego wartość potęgi przyjmuje -0,625, a dla turbulentnego 0. Związku z tym dla ostatniego wymienionego rodzaju ruchu długość elementu grzejnego nie będzie odgrywała znaczącej roli na wartość *α*. Dla rozpatrywanych długości elementu grzejnego i otrzymanych wyników można stwierdzić, że występuje ruch turbulentny.

Na podstawie wyników zamieszczonych w rozdziale 7 oraz po dokonaniu ich analizy jednoznacznie stwierdza się, że postawiona teza w pracy doktorskiej została udowodniona. Badania wykazały, że wartość współczynnika przejmowania ciepła *α* nie jest wartością stałą tylko zależy od: rodzaju cieczy elektroizolacyjnej, obciążenia cieplnego *q* powierzchni schładzanej, położenia powierzchni schładzanej względem ziemi oraz położenia powierzchni schładzanej względem cieczy elektroizolacyjnej (górne, boczne/środkowe, dolne).

LITERATURA

[1] Miedziński E., *Straty energii w urządzeniach elektrycznych*, wydanie I, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1965.

[2] Jezierski E., Gogolewski Z., Kopczyński Z., Szmit J., *Transformatory. Budowa i projektowanie,* wydanie II, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1963.

[3] Jezierski E., *Transformatory. Podstawy teoretyczne,* wydanie III, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1965.

[4] Jezierski E., *Transformatory*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1975.

[5] Dokumentacja techniczna Power Engineering Transformatory Sp.z.o.o.

[6] Mościcka-Grzesiak H, *Ćwiczenia laboratoryjne z materiałoznawstwa elektrotechnicznego i techniki wysokich napięć*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 2002.

[7] Dombek G., Nadolny Z., Przybyłek P., *Wpływ zawilgocenia cieczy elektroizolacyjnej na sprawność układu chłodzenia transformatora*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 85, strony 219-226, 2016.

[8] Jagieła K., Rak J., Gała M., Kępiński M., *Straty moc w transformatorach energetycznych zasilających dużych odbiorców przemysłowych*, Elektroenergetyka. Współczesność i rozwój nr 3(9) 2011, strony: 46-56.

[9] Dao T., H. Abdull Halim H., Phung B.T., *A Comparative Study of Power Loss Caused by Voltage Harmonics in Aged Transformer*, p.461-464, IEEE 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis - Xi'an-China.

[10] Jagieła K., Rak J., Gała M., Kępiński M., *Analiza obciążenia i strat w transformatorach przekształtnikowych układów napędowych,* Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne Nr 89/2011, strony: 139-147.

[11] PN-EN 60076-2:2011: Transformatory - Część 2: Przyrosty temperatury dla transformatorów olejowych.

[12] PN-EN 60076-1:2011: Transformatory wymagania ogólne.

[13] Gościński P., Dombek G., Nadolny Z., Bródka B., *Analiza współczynnika przejmowania ciepła cieczy elektroizolacyjnych wykorzystywanych, jako izolacja w urządzeniach elektroenergetycznych*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 82, strony 219-226, 2015.

[14] Wiśniewski S., Tomasz S., Wiśniewski, *Wymiana ciepła*, WNT, Warszawa 2000.

[15] Pod redakcją Fodemski T.R., *Pomiary cieplne. Wydanie trzecie*, Wydawnictwa Naukowo Techniczne, Warszawa, 2001.

[16] Katalog firmy Siemens S.A.

[17] Katalog firmy Power Engineering Transformatory Sp.z.o.o.

[18] Sobieski W., *Termodynamika w eksperymentach*, Olsztyn 2015.

[19] Petela R., *Przepływ ciepła*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1983.
[20] Wiśniewki S., *Termodynamika techniczna,* Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1980.
[21] Stefanowski B., Jasiewicz J., *Podstawy techniki cieplnej,* wydanie VII, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1977.
[22] Hering M., *Termokinetyka dla elektryków*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1980.
[23] Hauser J., *Elektrotechnika. Podstawy elektrotermii i techniki świetlnej*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 2006.
[24] Hobler T., *Ruch ciepła i wymieniki,* wydanie III uzupełnione i rozszerzone, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1968.
[25] Furmański P., Domański R., *Wymiana ciepła. Przykłady obliczeń i zadania*, Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2002.
[26] Gościński P., Dombek G., *Współczesne trendy w stosowaniu cieczy elektroizolacyjnych wykorzystywanych w transformatorach energetycznych wysokiego napięcia, Między ewolucją a rewolucją-w poszukiwaniu strategii enegetycznej,* tom 1, Polityka, gospodarka, technika, transport, strony 567-577.
[27] CIGRE Working Group A2.35: Experience in service with new insulating liquids, CIGRE Brochure No 436, October 2010.
[28] Wolny S., *Diagnostyka stanu izolacji papierowo-olejowej z wykorzystaniem metod polaryzacyjnych,* Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole, 2008.
[29] Buchacz T., Olech W. Olejniczak H., *Aktualne problemy dotyczące zagrożenia izolacji olejowo-papierowej transformatorów,* Transformator - Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa, Toruń, strony 133-142, 2009.
[30] Słowikowski S., *Zawilgocenie izolacji celulozowej i oleju w aspekcie zarządzania niezawodnością transformatorów olejowych,* Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XI, Konferencja Naukowo - Techniczna, Kołobrzeg-Dźwirzyno, strony 32-36, 2007.
[31] Siciński Z., Sulima T., Leśkow S., Fekecz J., Smyk W., Dryś W., Jaskólska Z., Caban W., Rodziński W., Różecki S., *Materiały elektroizolacyjne,* Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1965.
[32] *Eksploatacja transformatorów energetycznych,* Tom II, Energo-Complex, Piekary Śląskie, 2008.
[33] Gielniak J., Morańda H., Ossowski M., Przybyłek P., Walczak K., Mościcka-Grrzesiak, Neumann S., *Warunki występowania "bubble effect" w transformatorze o izolacji papierowo-olejowej,* Energetyka, Zeszyt tematyczny nr VI, Konferencja Naukowo - Techniczna, Kołobrzeg-Dźwirzyno, strony 120-122, 2005.
[34] Zhitao Ch., Boxue D., Yu G., Yong L., Wenjia H., *Effect of suspending bubbles on tracking failure of oil-impregnated pressboard,* 2013 IEEE

International Conference on Solid Dielectrics, Bologna, Italy, June 30- July 4, 2013, (ICSD), p. 1036 - 1039, 2013.
[35] Mosiński F., *Wpływ wody na obciążalność i czas życia transformatorów energetycznych,* Energetyka, Zeszyt tematyczny nr VI, Konferencja Naukowo - Techniczna, Kołobrzeg- Dźwirzyno, strony 117-119, 2005.
[36] Buchacz T., Olech W. Olejniczak H., *Specyfikacja elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej transformatorów z kątową regulacją przekładni,* Transformator - Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa, Toruń, s. 277-299, 2017.
[37] Dombek G., Nadolny Z., Przybyłek P., *Porównanie estrów naturalnych i olejów mineralnych w aspekcie wykorzystania w transformatorach energetycznych wysokich napięć*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 74, strony 219-226, 2013.
[38] Dombek G., Nadolny Z., Przybyłek P., *Wpływ zawilgocenia cieczy elektroizolacyjnej na sprawność układu chłodzenia transformatora,* Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 85, p. 313-321, 2016.
[39] Piotrowski T., *Zastosowanie cieczy elektroziolacyjnych z wykorzystaniem olejów roślinnych w transformatorach energetycznych,* Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XI Konferencja Naukowo - Techniczna, Kołobrzeg- Dźwirzyno, strony. 23-26, 2007*.*
[40] Przybyłek P., *Suszenie izolacji celulozowej za pomocą estru syntetycznego,* Transformator'17 Międzynarodowa konferencja transformatorowa, 9-11 maja Toruń 2017 strony 243-251.
[41] http://www.knse.pl/publikacje/65.pdf, *Krótki wstęp do zastosowania Metody Elementów Skończonych (MES) do numerycznych obliczeń inżynierskich,* 11.10.2018.
[42] www.ansys.com, 12.10.2018.
[43] Gościński P., Dombek G., Nadolny Z., Bolesław B., *Matematyczne modelowanie pola temperaturowego transformatora energetycznego,* Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, vol. 85, strony 323-332, 2016.
[44] Gościński P., Dombek G., Nadolny Z., Bródka B., *Obliczenia numeryczne rozkładu temperatury w transformatorze dystrybucyjnym,* Przegląd Elektrotechniczny, Tom: R.92, numer 10, strony 46-49, 2016.
[45] Nadolny Z., Gościński P., Bródka B., *Heat transfer coefficient as parameter describing ability of insulating liquid to heat transfer,* E3S Web of Conferences 19, 01026 (2017) *EEMS 2017,* 01026 (2017) DOI: 10.1051/e3sconf/20171901026.
[46] Preis K., Biro O., Buchgraber G., Ticar I., *Thermal-electromagnetic coupling in the finite-element simulation of power transformers,* IEEE Transactions on Magnetics, Volume: 42, Issue: 4, April 2006, p. 999 - 1002.
[47] *Pomiar konwekcyjnego współczynnika przejmowania ciepła na powierzchni walca w warunkach konwekcji swobodnej* Laboratorium Wymiany Ciepła,

Politechnika Poznańska, Wydział Maszyn Roboczych i Transportu, Katedra Techniki Cieplnej, Poznań, 10.09.2016.
[48] Pudlik W., *Wymiana i wymienniki ciepła,* Podręcznik dla studentów wydziałów mechanicznych specjalizujących się w technikach cieplnych i chłodniczych, Politechnika Gdańska, Gdańsk, 2018.
[49] Gacek *Z*, Szadkowski M*., Wysokonapięciowa technika izolacyjna*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2016.
[50] Molenda J., Makowska M., *Oleje transformatorowe, eksploatacja-diagnostyka, regeneracja*, Radom 2010.
[51] Rouse T.O., Mineral oil in transformers, „IEEE Electrical Insulation Magazine" nr 3, 1998.
[52] Flisowski Z., *Technika Wysokich Napięć*, Wydawnictwa Naukowo Techniczne, Warszawa, 1988.
[53] Storna internetowa: *http://fluid.wme.pwr.wroc.pl/~spalanie/dydaktyka/spalanie_skrypt_nowy/11_Paliwa.PDF,* 10.11.2018.
[54] Storna internetowa *https://brain.fuw.edu.pl/edu/index.php/Chemia_ organiczna/Cykloalkany,* 10.11. 2018.
[55] Rospond *H*., *Badanie właściwości kopalin płynnych, Wydawca* Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy, Radom 2007.
[56] Florkowska B., Furgał J., Szczerbiński M., Włodek R., Zydroń P., Materiały elektrotechniczne. Podstawy teoretyczne i zastosowania, Wydawnictwo Akademii Górniczo-Hutniczej, Kraków, 2010.
[57] Hycnar J., Oleje izolacyjne w eksploatacji, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1969.
[58] Imhof A., Materiały elektroizolacyjne w technice wysokich napięć, Wydanie I, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1963.
[59] E. Gockenbach, H. Borsi, *Annual report Conference on Electrical Insulation and Dielectric* Phenomena, 521-524, (2008).
[60] T.V. Oommen**,** Vegetable oils for liquid-filled transformers IEEE Electr. Insul. Mag., 18, 6-11, 2002.
[61] T.B. Marchesan, A.J. Fanchin, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, *Natural ester fluid: The transformer design perspective*, 329-333, 2010.
[62] P. Thomas, *Proceedings of International Symposium on Electrical Insulating Materials*, *Biodegradable dielectric liquids for transformer applications,* 135-136, 2005.
[63] Berger N., Randoux M., Ottmann G., Vuarchex P., *Review on insulating liquids*, Electra, no. 171, pp. 33-56, 1997.
[64] Dombek G., Nadolny Z., *Właściwości cieplne mieszaniny estrów syntetycznych i estrów naturalnych w aspekcie zastosowania w transformatorach dużej mocy,* Eksploatacja i Niezawodność - Maintenance and Reliability, Polskie Naukowo Techniczne Towarzystwo Eksploatacyjne Warszawa, vol. 19, strony 62 -67, no. 1, 2017.
[65] Longva K. *Natural ester distribution transformers; improved reliability and environmental safety.* Nordic Insulation Symposium p.293-295, 2005.

[66] C.P. McShane, G.A. Gauger, J. Luksich, IEEE Transmission and Distribution Conference, *Fire resistant natural ester dielectric fluid and novel insulation system for its use*, p.890-894,1999.
[67] Rózga P., *Biodegradowalne estry syntetyczne i naturalne jako alternatywa dla olejów mineralnych stosowanych w transformatorach energetycznych*, Materiały Konferencyjne XXXIV Konferencji Ekologicznej, strony 33–41, Łódź, 2014.
[68] Rózga P., *Charakterystyka alternatywnych dla oleju mineralnego płynów elektroizolacyjnych do transformatorów energetycznych*, „Biuletyn techniczno - informacyjny, Odziału Łódzkiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich, Nr 3/2015, ISSN 2082-7377, strony 2 – 6, Wrzesień 2015.
[69] Fleszyński J., *Właściwości olejów roślinnych w aspekcie zastosowania w transformatorach energetycznych*, „Międzynarodowa konferencja transformatorowa Transformator ‘11” 2011, strony 4.1/1-4.1/9.
[70] http://sinkoplex.pl/grzalki_patronowe,2.html, 14.05.2016.
[71] http://www.termoaparatura.com.pl/pl/product/32/34/prod_id/301/Czujnik_rezystancyjny_kablowy, 10.05.2016.
[72] http://www.apek.pl/pl/da05.html#poczatek, 10.03.2016
[73] Program APEK Al Prezenter 2017.