

Transformatory z izolacją cieczą o wyższej klasie ciepłoodporności – studium przypadku

Streszczenie. Niniejszy artykuł dotyczy transformatorów wykonanych w klasie ciepłoodporności wyższej niż A, przeznaczonych do montażu w wieżach farm wiatrowych. Ich ograniczona kubatura przy dużej mocy powodowała problemy eksploatacyjne w postaci generacji dużej ilości gazów w płynie chłodzącym. Artykuł opisuje sposób, w jaki została usprawniona seria takich transformatorów z izolacją Nomex® i estrem syntetycznym..

Abstract. The paper deals with transformers of thermal class higher than A and dedicated for installation inside towers of wind farm plants. The limited space inside towers caused problems of intense gas generation in cooling medium. The paper describes how the design based on Nomex® and synthetic ester was improved. (**Liquid transformers of higher thermal classes – a case study**).

Słowa kluczowe: transformatory ciecowe, farmy wiatrowe, awarie transformatorów, wyładowania niepełne.

Keywords: liquid transformers, wind farms, transformer failures, partial discharges.

Wstęp

W znacznej większości transformatorów olejowych o systemie chłodzenia ONAN występują materiały celulozowe o stopniu ciepłoodporności A z dopuszczalnymi przyrostami temperatury oleju 60 K oraz uzwojeń 65 K. Dotyczy to dużej populacji transformatorów rozdzielczych o napięciach do 36 kV. Również w przypadku transformatorów większej mocy, jak i wyższych napięć izolacja celulozowa wraz z olejem mineralnym jest bardzo powszechna. Zaletą takiego systemu izolacji są dobre właściwości dielektryczne i stosunkowo niska cena. Niezawodność transformatorów z takim układem izolacyjnym jest szacowana na nie więcej niż 0.5% [1]. Nie wszystkie jednak lokalizacje transformatorów pozwalają na zastosowanie tego typu izolacji z różnych względów. Mogą to być wymagania ochrony środowiska, gdzie olej mineralny nie jest akceptowany. Mogą to też być kwestie związane z ograniczoną przestrzenią, gdzie konieczne są rozwiązania pozwalające na efektywniejsze wykorzystanie materiałów czynnych kosztem dopuszczenia wyższych temperatur roboczych. Występowanie przebiegów odkształconych napięć i prądów płynących przez transformator również mogą prowadzić do zwiększonej emisji ciepła, a tym samym wymusić stosowanie materiałów o zwiększonej ciepłoodporności. Przypadek ten dotyczy na przykład transformatorów dla energetyki wiatrowej, gdzie ograniczona przestrzeń związana z wymiarami wieży wiatrakowej jest czynnikiem krytycznym i wymusza stosowanie specyficznej konstrukcji typu „slim”. Transformatory rozdzielcze stosowane w energetyce wiatrowej z uwagi na powyższe krytyczne czynniki eksploatacyjne mogą ulegać częstszym awariom. Przykłady zjawisk negatywnie wpływających na pracę takich transformatorów i sposoby zapobiegania skutkom takich zjawisk opisywane są w literaturze, włączając również opracowania CIGRE [2, 3]

Z początkiem roku 2020 firma TRAFETA nawiązała współpracę dotyczącą naprawy serii transformatorów innego producenta chłodzonych cieczą o specyficznej konstrukcji typu „slim”, stanowiących wyposażenie farm wiatrowych. Transformatory te są przeznaczone do zabudowy wewnątrz wieży elektrowni wiatrowej. To sprawia, że wymiary a szczególnie szerokość transformatora muszą być mocno ograniczone. W analizowanym przypadku szerokość transformatora nie mogła przekroczyć 650 mm. Stosunkowo duża moc (1700 kVA) i ograniczona kubatura transformatora wymusiły zastosowanie systemu izolacyjnego wyższego niż klasa ciepłoodporności A. Na tabliczce znamionowej sposób

chłodzenia oznaczony został jako KNAN a klasa ciepłoodporności została określona jako dopuszczalny przyrost temperatury cieczy 75 K oraz dopuszczalny przyrost temperatury uzwojeń 110 K. Stąd w oryginalnej konstrukcji został zastosowany Nomex® oraz ester syntetyczny jako płyn chłodzący [4, 5]. Objawami świadczącymi o nieprawidłowej pracy tych transformatorów był wysoki poziom gazów palnych. Aspekty diagnostyczne tych transformatorów były poruszane między innymi na konferencji „Transformatory w Eksploatacji” organizowanej przez Energo-Complex w 2021 roku [6]. Wśród wykrytych gazów dominowały wodór H₂ w ilości rzędu 30000 ppm, metan CH₄ w ilości rzędu 5000 ppm oraz etan C₂H₆ około 1000 ppm. Wykonane pomiary wyładowań niepełnych wykazały poziom 1-2 nC. Z uwagi na bardzo wysoki poziom wyładowań niepełnych oraz tak dużą obecność gazów palnych należało stwierdzić, że większość transformatorów była w krytycznym stanie przedawaryjnym i zachodziła pilna potrzeba przywrócenia prawidłowej kondycji układu izolacyjnego. Należy podkreślić, że udział transformatorów wykazujących nieprawidłowości w stosunku do ogólnej populacji tych transformatorów u użytkownika farm wiatrowych znacznie przekraczał typowe wskaźniki i sięgał kilkudziesięciu procent

W przypadku jednego z egzemplarzy degradacja części aktywnej była znacznie dalej posunięta, gdyż doszło już do wewnętrznych zwarc zwojowych lub międzywarstwowych. Z uwagi na konieczność zachowania poufności nie będą publikowane dokładne informacje konstrukcyjne

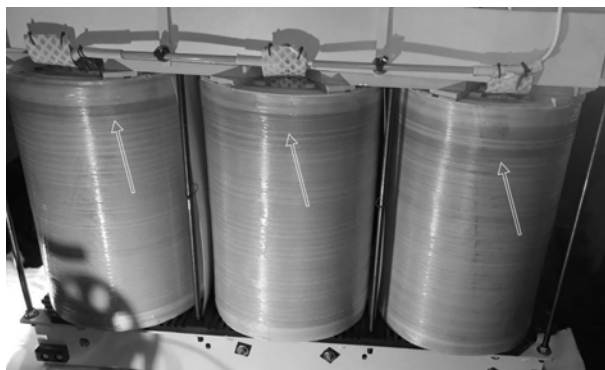
Charakterystyczne cechy konstrukcyjne rozwiązania pierwotnego

Oryginalny transformator charakteryzował się poniższymi parametrami:

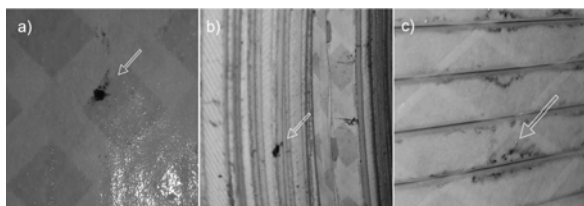
| | |
|------------------------|----------------------------|
| Moc | – 1700 kVA |
| Przekładnia | – 30000±2x2.5% / 12000 V/V |
| Napięcie zwarcia | – 6% |
| Straty jałowe | – 1900W |
| Straty obciążeniowe | – 12000 W |
| Klasa ciepłoodporności | – 75 / 110 |

Zarówno uzwojenie górnego jak i dolnego napięcia wykonane było z przewodu miedzianego profilowego w oplocie Nomex®. Z uwagi na ograniczoną przestrzeń wewnątrz kanały chłodzące nie posiadały jednakowej szerokości na całym obwodzie (w osi podłużnej i poprzecznej były całkowicie zredukowane). Również kanał główny był krytycznie wąski. Izolację stanowił papier

aramidowy preimpregnowany żywicą w postaci warstw stopniowanych. Oględziny wewnętrzne części aktywnej ujawniły ślady przegrzań w górnych obszarach cewek pokazane na rysunku 1. oraz ślady wyładowań na rysunku 2. Wewnętrzna inspekcja uszkodzonej części aktywnej wykazała również, że warstwy papieru aramidowego nie są dostatecznie sklejone ani ze sobą, ani też z przewodami nawojowymi. Niedostatecznie utwardzona żywica mogła skutkować reakcją z olejem, co z kolei mogło prowadzić do wysokich wyładowań niezupełnych. Czynnikiem powodującym zwiększony poziom wyładowań był też niestaranny montaż, skutkujący dużą ilością zanieczyszczeń wewnątrz kadzi, jak również luźnymi elementami mechanicznymi (luźne podkładki spoczywające na części aktywnej).



Rys.1. Ślady przegrzań w górnej strefie części aktywnej



Rys.2 a, b, c Ślady wyładowań w obrębie części aktywnej

Dla transformatora z nieuszkodzoną częścią aktywną wykonano próbę nagrzewania. Uzyskane wyniki przyrostów temperatur przedstawiały się następująco:

- $\Delta\theta_{DN} = 75,5 \text{ K}$ (dla uzwojenia dolnego napięcia)
- $\Delta\theta_{GN} = 83,3 \text{ K}$ (dla uzwojenia górnego napięcia)
- $\Delta\theta_E = 59,8 \text{ K}$ (dla estru)

Uzyskane wyniki potwierdziły konieczność stosowania układu izolacyjnego wyższego niż klasa ciepłoodporności A, lecz nie były krytycznie wysokie i mieściły się w gwarantowanych limitach.

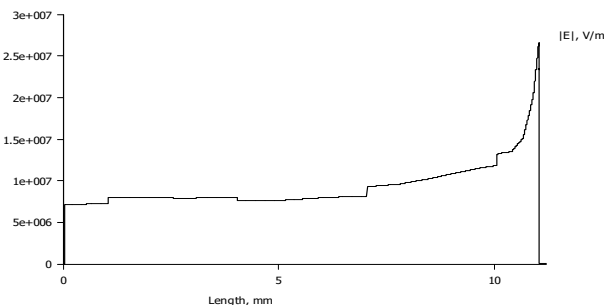
Odwzorowany pierwotny układ izolacyjny został poddany analizie metodami elementów skończonych, gdyż występowało przypuszczenie, że został on niedoszacowany. Do analizy użyto programu FEMM w wersji 4.2. Analiza wskazała na obszary, gdzie natężenia pola elektrycznego przybierały wartości wysokie (lokalnie powyżej 20 kV/mm).

Prace modernizacyjne w obrębie części aktywnej

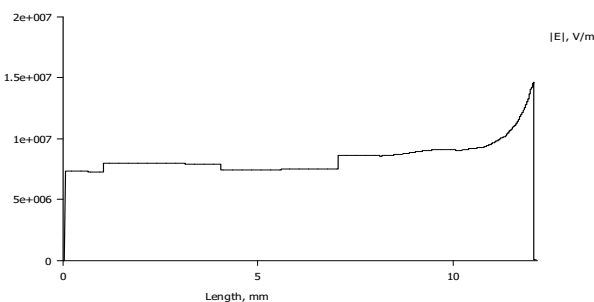
Obserwacje poczynione podczas oględzin części aktywnych pierwotnego rozwiązania wskazały na kierunki, w których powinno się poszukiwać ulepszeń. Były one następujące:

- Zminimalizowanie lokalnych wysokich wartości naprężeń pola elektrycznego
- Zastosowanie odpowiednio skutecznego układu chłodzenia
- Zapewnienie prawidłowego utwardzenia żywicy lub rezygnacja z papieru preimpregnowanego żywicą
- Zapewnienie odpowiedniej staranności i czystości podczas montażu

Finalnie zdecydowano się na zastąpienie przewodu w izolacji w oplocie Nomex® przewodem emaliowanym o klasie ciepłoodporności minimum 180°C. Izolacja warstwowa z szerokich warstw preimpregnowanego papieru aramidowego została zastąpiona izolacją stripową z paska papieru Nomex®. Pozwoliło to na zmniejszenie ilości izolacji przy jednoczesnym, co należy podkreślić, obniżeniu lokalnych wartości natężenia pola elektrycznego. Stripowy układ izolacyjny pozwolił również na zastosowanie kanałów chłodzących o jednolitej szerokości. Przeprojektowanie układu izolacyjnego związane ze szczeliną główną pomiędzy uzwojeniem dolnego napięcia i górnego napięcia pozwoliło na obniżenie naprężeń elektrycznych w materiałach izolacyjnych z maksymalnego poziomu bliskiego 25 kV/mm do poziomu około 17 kV/mm – porównaj rysunek 3. i rysunek 4. W trakcie prac modernizacyjnych zadbano również o kompatybilność użytych materiałów izolacyjnych i pomocniczych z płynem Midel7131®. Zauważono, że pewne materiały zachowujące się prawidłowo w środowisku oleju mineralnego podlegały utracie właściwości lub nawet destrukcji w środowisku estrów syntetycznych. Konieczne więc było wyeliminowanie ich i zastąpienie odpowiednikami nie wchodzącymi w reakcję z estrami.



Rys.3 Natężenie pola elektrycznego w szczelinie głównej wersji pierwotnej



Rys. 4 Natężenie pola elektrycznego w szczelinie głównej po przeprojektowaniu

Cykl suszenia i impregnacji zawierał etapy suszenia części aktywnej w piecu atmosferycznym oraz zalewania płynem Midel7131® w komorze próżniowej po jego wcześniejszym uzdatnieniu.

Po modernizacji transformator został poddany pełnym próbom obejmującym próby wyrobu, próbę nagrzewania

oraz pomiar wyładowań niepełnych. Skutkiem zastosowania kanałów chłodzących o jednolitej szerokości, jak i zwiększenia szczeliny głównej był nieznaczny wzrost (o 0,4%) napięcia zwarcia, co było zjawiskiem spodziewanym. Spodziewano się także obniżenia przyrostów temperatur po modernizacji. Faktyczne przyrosty były znacznie niższe i przedstawiały się następująco:

- $\Delta\theta_{DN} = 62,7$ K (dla uzwojenia dolnego napięcia)
- $\Delta\theta_{GN} = 51,9$ K (dla uzwojenia górnego napięcia)
- $\Delta\theta_E = 63,9$ K (dla estru)

Zatem przy bardzo zbliżonej temperaturze płynu chłodzącego, redukcja przyrostu temperatury w uzwojeniu dolnego napięcia wyniosła około 10 K a w uzwojeniu górnego napięcia około 30 K. Tym samym, część aktywna transformatora jest mniej podatna na efekty starzeniowe zależne od temperatury.

Przeprowadzone pomiary wyładowań niepełnych na modernizowanych transformatorach dały rezultat na poziomie kilkunastu pikokulombów [pC] i w żadnym wypadku nie przekroczyły poziomu 40 pC.

Wnioski

Zmodernizowane jednostki trafiły z powrotem do eksploatacji a kolejne jednostki wymagające modernizacji są sukcesywnie modernizowane według tych samych reguł. Wszystkie jednostki są lub będą regularnie monitorowane pod względem zawartości gazów w oleju oraz pomiarów wyładowań niepełnych. Badania oryginalnej populacji transformatorów pokazały, że dla osiągnięcia poprawnych parametrów eksploatacyjnych zastosowanie materiałów o wyższych klasach ciepłoodporności musi być skorelowane z innymi czynnikami projektowymi i technologicznymi. Wyniki badań wielu egzemplarzy po modernizacji pokazują, że w jej trakcie pomyślnie wyeliminowano przyczyny nadmierne szybkiego procesu starzeniowego

transformatorów występującego w ich pierwotnej wersji. Mimo ograniczonej przestrzeni dla części aktywnej wewnątrz kadzi pomyślnie zredukowano miejsca największych zagrożeń elektrycznych. Analiza użytych materiałów pozwoliła na zastosowanie materiałów kompatybilnych z zastosowanym płynem izolacyjnym, a odpowiednio prowadzony proces technologiczny zminimalizował źródła potencjalnych wyładowań niepełnych.

Autor: dr inż. Jacek Dziura, TRAFTA sp. z o.o., ul. 1 Maja 152, 42-300 Myszków, E-mail: jacek.dziura@trafta.pl.

LITERATURA

- [1] Chojnacki A. Awaryjność transformatorów energetycznych 15/0,4 kV eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych; *Elektro.info* 11/2021
<https://www.elektro.info.pl/arttykul/instalacje-elektroenergetyczne/175093.awaryjnosc-transformatorow-energetycznych-15-0-4-kv-eksploatowanych-w-sieciach-dystrybucyjnych> dostęp 2022-07-11
- [2] Karimi E., Carver A., Kell D., Veilleux E., Daryabak M, Pathirana V., Leon A' Egan T. Investigation of Wind Farm Padmount Transformer Failure Through Transient Studies, *CIGRE-298, 2020 CIGRE Canada Conference*
- [3] Ramamurthy B Premature failures of padmount transformers in wind farms: a cause and cure analysis
https://www.altenerg.com/back_issues/story.php?sid=1164# dostęp 2022-07-11
- [4] Nomex® Insulation Key to SLIM® Wind Turbine Transformer Design; <https://www.dupont.com/knowledge/bio-slim-transformer.html>, dostęp 2022-07-11
- [5] Renewable Energy; <https://www.midel.com/midel-in-use/renewables/> dostęp 2022-07-11
- [6] Molenda P., Płowucha J. Problematyka WNZ w transformatorach SN. Pomiary w miejscu zainstalowania i typowe problemy; *Konferencja Transformatory w Eksploatacji, Ustka 2021*