

Jacek DZIURA, Marcin MORAWIEC, Piotr WOLNIK

SCHNEIDER ELECTRIC ENERGY POLAND Sp. z o. o.
ul. Żwirki i Wigury 52, 43-190 Mikołów

Transformatory żywiczne – wybrane aspekty stosowania i poprawnej eksploatacji

Dr inż. Jacek DZIURA

Dyrektor Techniki i Zapewnienia Jakości w Schneider-Electric Energy Poland (Mikołowska Fabryka Transformatorów Mefta). Doktor nauk technicznych w zakresie elektrotechniki. Projektant licznych konstrukcji transformatorów rozdzielczych. Dysponuje wieloletnim doświadczeniem w zakresie obliczeń i optymalizacji transformatorów rozdzielczych odpowiadających zmieniającym się wymaganiom klienta. Autor licznych publikacji na konferencjach branżowych.



Mgr inż. Piotr WOLNIK

Specjalista konstruktor w Schneider-Electric Energy Poland (Mikołowska Fabryka Transformatorów Mefta). Zajmuje się projektowaniem transformatorów. Absolwent Katedry Maszyn i Urządzeń Elektrycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.



Mgr inż. Marcin MORAWIEC

Kierownik projektu w Schneider-Electric Energy Poland (Mikołowska Fabryka Transformatorów Mefta). Zajmuje się projektowaniem transformatorów i ich standaryzacją. Absolwent Katedry Maszyn i Urządzeń Elektrycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.



Streszczenie

W artykule tym zebrano podstawowe informacje dotyczące konstrukcji transformatorów żywicznych i ich zalet w stosunku do transformatorów olejowych. Zwrócono uwagę na odpowiedni dobór transformatora ze względu na warunki, w jakich będzie on pracował, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów poprawnego określania jego parametrów podczas zamawiania. Opisano, w jaki sposób eksploatować transformatory poprawnie nie prowadząc do znacznego ograniczenia czasu użytkowania ani do awarii.

Słowa kluczowe: transformatory żywiczne, eksploatacja transformatorów.

Cast resin transformers – chosen aspects of implementation and proper exploitation

Abstract

The population of dry type transformers (including cast resin transformers) is not so big as that of oil immersed distribution transformers. Additionally, with regard to some aspects they are more sensitive than oil immersed transformers. This paper deals with basic information concerning the design and construction of cast resin transformers. Some benefits of cast resin transformers which make the usage of them more advantageous than the oil transformers are presented. It is also described how to assess the conformity of the design with regard to environmental and thermal behaviour. High attention is paid to the proper specifying of expected parameters during issuing inquiries or ordering and what may be the consequences of mistakes or omissions in specifications. As the transformer should operate during many years it is also mentioned how to use the cast resin transformers in a proper way. There are described some typical mistakes and misuses of cast resin transformers, which leads to shortening of the lifespan or even to a break down and damage.

Keywords: resin transformers, exploitation of transformers.

1. Wstęp

Ilość transformatorów suchych zainstalowanych w sieci, nie jest tak duża jak ilość transformatorów olejowych. Jednak ze względu na ich zalety pożarowe i ekologiczne obserwuje się dynamiczny

wzrost ich ilości w sieciach rozdzielczych SN. Nie mniej pomieszczenia, gdzie są zainstalowane muszą spełniać dość rygorystyczne wymagania środowiskowe. W poniższym artykule zebrano dane dotyczące warunków zainstalowania, oraz podstawowych zasad eksploatacji transformatorów suchych.

2. Przyczyny stosowania transformatorów suchych

Pierwsze wersje transformatorów powstawały u schyłku XIX w. Były to wprawdzie transformatory suche, ale wkrótce, zaczęły powstawać również transformatory olejowe. Obie wersje transformatorów rozwijały się więc niemal jednocześnie. Izolacja olejowa posiada bardzo dobre właściwości izolacyjne oraz bardzo dobrze odprowadza ciepło. Posiada jednak wady – jest palna, transformator jest podatny na nieszczelności, a sam olej szkodliwy dla środowiska. Wady te sprawiają, że w pewnych specyficznych przypadkach transformatory olejowe nie mogą być instalowane. Do zastosowań takich należą między innymi:

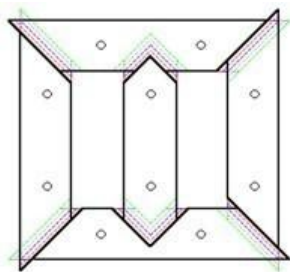
- Instalacje w obszarach ochrony wody
- Instalacje o szczególnych wymaganiach przeciwpożarowych
 - Górnictwo podziemne;
 - Specyficzne budynki użyteczności publicznej;
 - Specyficzne branże przemysłu;
 - Transformatory okrętowe.

Innym aspektem są zagadnienia ekonomiczne. Chociaż sam transformator suchy (żywiczny) jest zwykle droższy od odpowiednika olejowego, to jednak nie wymaga tak rygorystycznych środków zabezpieczenia przeciwpożarowego i środowiskowego. W niektórych przypadkach, przy analizie kosztów ciążonych inwestycji, czynnik ten może przeważać na korzyść właśnie transformatora suchego.

3. Budowa transformatora suchego

3.1. Rdzeń magnetyczny

Rdzeń magnetyczny wykonany jest z arkuszy blachy elektrotechnicznej GOS (ang. Grain Oriented Steel) teksturowanej silikonowej z izolacją z tlenków. Wybór gatunku zastosowanej stali oraz sposobu montażu pozwalają na optymalizację poziomu strat i wartości prądu biegu jałowego. Najczęściej stosowanym obecnie sposobem cięcia i składania rdzenia jest technologia step-lap, która zapewnia zmniejszenie strat jałowych oraz zmniejsza poziom dźwięku emitowanego przez transformator. Ogólną zasadę budowy rdzenia magnetycznego ciętego i składanego w technologii step-lap przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Blachy rdzenia magnetycznego cięte w technologii step-lap
Fig. 1. Laminations of the magnetic core made in step-lap technology

3.2. Uzwojenie niskiego napięcia

Uzwojenia niskiego napięcia wykonane są z folii aluminiowej bądź miedzianej, a o wyborze rodzaju przewodnika decydują:

- aspekty ekonomiczne,
- wytrzymałość uzwojenia na naprężenia mechaniczne,
- zastosowanie transformatora,
- specjalne wymagania klienta.

Folia przewodząca izolowana jest przekładką międzywarstwową w klasie izolacji F, która jest preimpregnowana żywicą epoksydową, a później utwardzana na gorąco. Uzwojenie wygrzewane jest w temp ok. 130°C przez ok. 2 godz. w wyniku czego następuje proces polimeryzacji izolacji międzywarstwowej, co gwarantuje:

- odporność na oddziaływanie atmosfery przemysłowej,
- wysokie właściwości elektryczne,
- wysoką wytrzymałość uzwojenia na naprężenia mechaniczne.

Odprływy cewki niskiego napięcia wykonane są z szyn miedzianych bądź aluminiowych. Dodatkowo szyny aluminiowe mogą być pokryte cienką warstwą cyny dzięki której jest zbędne stosowanie przekładek cupalowych dla połączeń aluminium-miedź.

3.3. Uzwojenia średniego napięcia

Uzwojenia średniego napięcia wykonane są z drutu aluminiowego bądź miedzianego. Dla transformatorów o większej mocy, w których płyną wyższe prądy stosowane są uzwojenia wykonane, w zależności od konstrukcji bądź indywidualnych wymagań klienta, z cienkiej taśmy aluminiowej bądź miedzianej. Umożliwiają one m.in. równomierne rozłożenie napięcia międzyzwojowego, co zmniejsza gabaryty izolacji i poprawia oddawanie ciepła do otoczenia.

4. Miejsce zainstalowania transformatorów suchych

Z uwagi na to, iż uzwojenia transformatorów suchych są narażone na bezpośrednie działanie czynników zewnętrznych, należy zapewnić odpowiednie warunki w miejscu zainstalowania transformatora. Warunki otoczenia powinny uwzględniać następujące elementy:

- a) temperatura otoczenia (p.7.1 - Klasy klimatyczne),
- b) wilgotność powietrza (p.7.2 – Klasy środowiskowe)
- c) brak zapylenia,
- d) przewietrzanie komory, w której zainstalowany jest transformator powinno być zgodne z poniższą formułą.

$$S1 = 0,18 \cdot \frac{P}{\sqrt{H}}, \quad S2 = 1,1 \cdot S1 \quad (1)$$

gdzie: $S1$ - powierzchnia otworu wlotowego [m^2], $S2$ - powierzchnia otworu wylotowego [m^2], P - łączne straty transformatora (straty zwarciove dla 120°C + straty biegu jałowego) [kW], H - różnica wysokości między osiami otworów wentylacyjnych (wlotowy i wylotowy) [m].

Jako punkt wyjścia należy przyjąć, że dla odprowadzenia 1 kW strat z komory konieczny jest przepływ ok. 180 m^3/h powietrza.

W normie [1] podano warunki zasilania i pracy transformatorów suchych. Do najważniejszych można zaliczyć:

- a) Napięcie zasilania. Dopuszczalne jest przewzbudzenie transformatora do wartości nie większej niż 105% napięcia znamionowego. Jest to warunek, z którego powinno się korzystać rzadko, jedynie w przypadku krótkotrwałej konieczności zapewnienia zasilania awaryjnego lub skrajnego obciążenia szczytowego. Napięcie zasilania powinno być niemal sinusoidalne. Maksymalna wartość THDu nie może przekraczać 5%, oraz 1% harmonicznych parzystych.
- b) Obciążenie transformatora. W przypadku zasilania odbiorników nieliniowych, generujących wyższe harmoniczne prądu, konieczne są dodatkowe obliczenia cieplne transformatora, które muszą uwzględniać występowanie zwiększonych strat obciążeniowych, a więc i większej ilości wytworzonego ciepła.
- c) Oprócz powyższych parametrów podczas zamawiania transformatora powinny być przekazane wszystkie nietypowe warunki pracy w miejscu zainstalowania. Za nietypowe warunki pracy zgodnie z [1] uważa się:
 - wysoka lub niska temperatura otoczenia,
 - ograniczona wentylacja,
 - wysokość zainstalowania ponad 1000m npm,
 - szkodliwe wiewy i opary,
 - skraplająca się para, wilgotność, kapiąca woda,
 - oprysk solny,
 - kurz,
 - składowa stała w napięciu zasilania,
 - warunki sejsmiczne,
 - udary mechaniczne i drgania,
 - nietypowe warunki transportu i magazynowania.

5. Badania transformatora suchego

Badania transformatora suchego zasadniczo nie odbiegają od badań transformatorów olejowych. Tak samo wyróżnia się:

- badania u wytwórcy,
 - badania przed włączeniem do eksploatacji,
 - badania podczas eksploatacji,
- Badania u wytwórcy regulowane są normami [1] oraz [2] i w przypadku transformatorów suchych obejmują:
- W próbie wyrobu:
 - pomiar rezystancji uzwojeń;
 - pomiar przekładni i sprawdzenie grupy połączeń;
 - pomiar impedancji zwarcia i strat obciążeniowych;
 - pomiar strat i prądu biegu jałowego;
 - próba napięciem doprowadzonym i napięciem indukowanym [3];
 - pomiar wyładowań niezupełnych.
 - W próbie typu:
 - próba nagrzewania [1];
 - próby napięciem udarowym piorunowym (LI) i / lub łączeniowym (SI) [3];
 - określenie poziomu dźwięku [4];
 - pomiar strat i prądu biegu jałowego przy 90% i 110 % napięcia znamionowego.
 - Na życzenie klienta można wykonać następujące próby specjalne:
 - specjalne próby dielektryczne [3];
 - próba wytrzymałości dynamicznej [5];
 - pomiar impedancji dla składowej zerowej.

Należy przy tym dodać, że pomiar rezystancji izolacji uzwojeń względem ziemi i pomiędzy sobą, która wyszczególniona jest w punkcie 11.1.4 normy PN-EN 60076-1 jako próba specjalna, przez renomowanych producentów jest standardowo wykonywana w ramach próby wyrobu. Natomiast inne próby wyszczególnione w tymże punkcie nie mają powszechnego zastosowania w typowych transformatorach suchych (żywicznym) o mocy do 2500 kVA.

6. Klasy temperaturowe transformatorów suchych

Zgodnie z podstawową normą dla transformatorów suchych [1] dopuszczalne przyrosty temperatury uzwojenia w normalnych warunkach pracy nie powinny przekraczać wartości z tabeli 1.

Tab. 1. Dopuszczalne przyrosty temperatury uzwojenia
Tab. 1. Permissible temperature rise

Klasa temperaturowa układu izolacyjnego [°C]	Średni dopuszczalny przyrost temperatury uzwojenia przy prądzie znamionowym [K]
105 (A)	60
120 (E)	75
130 (B)	80
155 (F)	100
180 (H)	125
200	135
220	150

Przyrost temperatury uzwojenia wyznaczany jest jedną z trzech metod:

a) Metoda symulowanego obciążenia. Przyrost temperatury określa się łącząc próbę zwarcia (straty obciążeniowe) z próbą w stanie jałowym (straty jałowe – w rdzeniu). Probę w stanie zwarcia wykonuje się przy prądzie znamionowym. Probę w stanie jałowym wykonuje się przy napięciu i częstotliwości znamionowej. Dla transformatorów trójfazowych mierzy się temperaturę kolumny środkowej i skrajnej. Całkowity przyrost temperatury $\Delta\Theta_c'$ oblicza się w zależności:

$$\Delta\Theta_c' = \Delta\Theta_c \left[1 + \left(\frac{\Delta\Theta_e}{\Delta\Theta_c} \right)^{1/K_1} \right]^{K_1} \quad (2)$$

gdzie: $\Delta\Theta_c'$ – całkowity przyrost temperatury uzwojenia, $\Delta\Theta_c$ – przyrost temperatury uzwojenia przy próbie zwarcia, $\Delta\Theta_e$ – przyrost temperatury uzwojenia przy próbie biegu jałowego, K_1 – 0,8 przy naturalnym chłodzeniu powietrznym i 0,9 przy wymuszonym chłodzeniu powietrznym.

b) Metoda pracy zwrotnej. Metoda ta stosowana jest, gdy istnieją dwa podobne transformatory i urządzenia niezbędne dla przeprowadzenia próby. Dwa transformatory, z których jeden jest transformatorem badanym, połączone są równolegle. Za pomocą różnych przekładni napięciowych, albo napięciem dodatkowym, wymusza się w badanym transformatorze przepływ prądu znamionowego, aż do osiągnięcia stanu ustalonego.

c) Metoda bezpośredniego obciążenia. Metoda stosowana tylko dla transformatorów małych mocy.

Ostateczny przyrost temperatury uzyskuje się, gdy podczas próby nie zmienia się on więcej niż o 1 K w ciągu godziny.

7. Definicje klasy środowiskowej, klimatycznej i palności

7.1. Klasy klimatyczne

Klasa C1

Transformator może pracować w temperaturze nie niższej niż -5°C, ale można go transportować i magazynować w temperaturze otoczenia nie niższej niż -25°C.

Próba na klasę C1 polega na umieszczeniu transformatora w komorze probierczej i obniżeniu temperatury w jej wnętrzu do -25°C, a następnie stopniowo podnoszeniu jej do -5°C. Następnie należy wykonać uderzenie termiczne wymuszając prąd (stały lub przemienny) równy podwójnemu prądowi znamionowemu badanego uzwojenia, do chwili, gdy uzwojenie osiągnie odpowiednią temperaturę.

Po 12 godzinach od zakończenia próby uderzenia termicznego mierzy się poziom wyładowań niezupełnych oraz poddaje się transformator próbom wytrzymałości elektrycznej przy napięciu zredukowanym do 80% wartości znormalizowanych. Próba napięciowa powinna dać wynik pozytywny, a poziom wyładowań niezupełnych nie powinien przekraczać wartości zmierzonych przy próbie wyrobu.

W czasie oględzin sprawdza się czy na uzwojeniach nie występują widoczne szczeliny lub pęknięcia.

Klasa C2

Transformator może pracować w temperaturze nie niższej niż -25°C oraz można go transportować i magazynować w temperaturze otoczenia nie niższej niż -25°C.

Przynależność do klasy C2 bada się przy zastosowaniu tej samej metody co przy sprawdzaniu klasy C1, lecz z temperaturą próby ustaloną na poziomie -25°C.

7.2. Klasy środowiskowe

Klasa E0

Na transformatorze nie kondensuje się woda, a zanieczyszczenia są pomijalnie małe (czyste, suche instalacje wewnętrzne).

Klasa E1

Na transformatorze może pojawić się sporadycznie kondensacja (na przykład, gdy odłączone jest zasilanie transformatora); możliwe jest niewielkie zanieczyszczenie.

Transformator poddawany jest w komorze probierczej przez minimum 6 godzin działaniu klimatu o regulowanej temperaturze i wilgotności większej niż 93%. Następnie jest on wzbudzany przez 15 minut napięciem 110% U_n . Podczas przykładania napięcia nie powinien nastąpić przeskok iskrowy, a oględziny nie powinny wykazać żadnych poważnych śladów uszkodzeń.

Klasa E2

Częsta kondensacja i zanieczyszczenia.

Próba kondensacji jest taka sama jak w przypadku próby E1 (względna wilgotność powietrza uzyskuje się poprzez rozpylanie wody). Jedyną różnicą jest większa przewodność właściwa wody użyta do rozpylania w komorze probierczej, oraz dłuższy czas trwania próby.

Transformator w stanie suchym należy wstawić do komory probierczej, gdzie nie wzbudzony powinien przebywać przez 144 godziny przy temperaturze 50°C i wilgotności 90%. Pod koniec 144 godzinowego okresu wnikania wilgoci, oraz po tym okresie transformator należy poddać próbie napięciem doprowadzonym oraz indukowanym o wartości 80% znormalizowanych wartości. Podczas prób napięciowych nie powinien nastąpić żaden przeskok iskrowy, a oględziny nie powinny wykazać poważnych śladów uszkodzeń.

7.3. Klasy palności

Klasa F0

Nie występują specjalne zagrożenia pożarem; nie stosuje się specjalnych środków ograniczających palność.

Klasa F1

Istnieje niebezpieczeństwo pożaru transformatora; wymaga się ograniczonej palności; należy zminimalizować emisję trujących substancji i nieprzeźroczystych dymów.

8. Obciążalność transformatorów suchych

Pod wpływem przepływu prądu w uzwojeniach transformatora generowane są straty, które powodują nagrzewanie się uzwojeń i części konstrukcyjnych. Izolacja transformatora podczas jego eksploatacji ulega starzeniu, nawet jeśli wartość prądu nie przekracza prądu znamionowego. Jeśli temperatury uzwojeń nie przekraczają wartości przynależnej klasie temperaturowej izolacji, proces starzenia się izolacji jest powolny. Zgodnie z normą [9] orientacyjny, teoretyczny czas życia transformatora L wynosi:

$$L = a \cdot e^{\frac{b}{T}} \quad (3)$$

gdzie: T – najcieplejsze miejsce uzwojenia (hot-spot) w K, a, b – stałe równania Arrhenius'a

Tab. 2. Stałe równania (3) czasu życia transformatora
Tab. 2. Transformer lifespan coefficients in formula (3)

Klasa temperaturowa układu izolacyjnego	A	b	Znamionowa wartość „hot-spot”
°C	H	K	°C
105 (A)	3,10E-14	15 900	95
120 (E)	5,48E-15	17 212	110
130 (B)	1,72E-15	18 115	120
155 (F)	9,60E-17	20 475	145
180 (H)	5,35E-18	22 979	170
200	5,31E-19	25 086	190
220	5,26E-20	27 285	210

Transformator podczas eksploatacji bardzo często narażony jest na okresowe przeciążenia, przewzbudzenia, wzrosty temperatur ponad wartość znamionową, a czasami również krótkotrwałe zwarcia. Ponieważ zależność (3) nie uwzględnia tego typu warunków pracy to obliczony z niej czas życia powinien być traktowany wyłącznie jako wartość teoretyczna Zakładany w ten sposób czas życia transformatora wynosi co najmniej 180000 godzin. Uwzględniając tę wartość, godzinowy wpływ czasu życia transformatora L_c można wyznaczyć z zależności:

$$L_c = 180000 \cdot t \cdot \frac{1}{a} \cdot e^{\frac{-b}{T}} \quad (4)$$

Natomiast najcieplejsze miejsce uzwojenia $\Delta\vartheta_s$ (punkt „hot-spot”) wyznaczone może być z zależności:

$$\Delta\vartheta_s = Z \cdot \Delta\vartheta_w \cdot I_n^q \quad (5)$$

gdzie: I_n – obciążenie względne, $\Delta\vartheta_w$ – średni przyrost temperatury uzwojenia przy obciążeniu znamionowym, $q = 1,6$ lub 2 odpowiednio dla chłodzenia AN lub AF, $Z = 1,25$.

Zgodnie z normą [6] transformator może być obciążany lub przeciążany w stopniu zależnym od: jego wcześniejszego obciążenia (obciążenia wstępnego), temperatury otoczenia i stałej czasowej uzwojeń. Norma [6] prezentuje te zależności w formie wykresów – krzywych dopuszczalnego obciążenia. W praktyce obciążenie transformatora zgodnie z tymi krzywymi jest obciążenie dość dużą niepewnością ze względu na konieczność znajomości stałej czasowej uzwojenia oraz precyzyjnego śledzenia stanu obciążenia transformatora, jak i temperatury otoczenia. Z krzywych obciążenia z [6] zaleca się więc korzystać tylko w sposób bardzo przybliżony, zachowując szczególny margines bezpieczeństwa podczas przeciążania transformatora.

9. Typowe błędy w eksploatacji

Transformator jest projektowany tak, aby pracował niezawodnie i bezawaryjnie w długim okresie czasu. Deklarowany przez

producenta czas użytkowania zawiera się między 20 a 40 lat. Właściwe warunki eksploatacji transformatora z reguły pozwalają na tak długotrwałą pracę. Natomiast eksploatacja w innych nietypowych warunkach może znacznie skrócić czas „życia” i doprowadzić do zniszczenia transformatora. Gdy warunki pracy odbiegają od normalnych, fakt ten powinny być uwzględniony w zapytaniu ofertowym lub w specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ). Przykładowymi warunkami odbiegającymi od normalnych według [2] są między innymi:

- wyższa temperatura otoczenia,
- ograniczona wentylacja,
- obecność atmosfery agresywnej,
- obecność pary wodnej,
- nadmierna wilgotność,
- kapiąca woda,
- nadmierne zapylenie,
- nadmierna zawartość wyższych harmonicznych w prądzie obciążenia,
- niesinusoidalne i niesymetryczne napięcie zasilania,
- nietypowe przejściowe przebiegi łączeniowe
- obecność składowej stałej prądu [8],
- nadmierne wibracje lub udary mechaniczne,
- promieniowanie słoneczne,
- zbyt częste operacje włączania i wyłączania transformatora,
- przeciążenia lub zwarcia po stronie odbioru,
- praca przy zbyt wysokim strumieniu (zależnym od ilorazu napięcia i częstotliwości).

Powyższe czynniki związane są z narażeniem transformatora na przegrzanie, lub narażeniem na przepięcia, czy też na mechaniczną lub chemiczną degradację części aktywnej. Wszystkie te czynniki prowadzą do wolniejszej lub gwałtownej degradacji układu izolacyjnego, a w konsekwencji do zniszczenia transformatora.

Ogólne zjawisko termicznego starzenia się izolacji opisują zależności Arrheniusa oraz Montsingera, które w zakresie temperatury pracy transformatorów żywicznych praktycznie są tożsame. W uproszczeniu wynika z nich, że podwyższenie temperatury pracy o określoną temperaturę ΔT powoduje dwukrotne przyspieszenie procesów starzeniowych. Z reguły wartość przyrostu tej temperatury określana jest jako $\Delta T \approx 6\div 8$ K. Mimo, że wartość tę wyznaczono dla transformatorów olejowych, to można ją również przyjmować dla transformatorów suchych (żywicznych). Należy przy tym pamiętać, że odnosi się ona do najcieplejszego punktu uzwojenia transformatora (hot-spot). Do lokalnego przegrzania uzwojenia mogą prowadzić np. nierównomiernie osadzające się zapylenie, obecność wyższych harmonicznych lub też nieprawidłowe podłączenie zacisku.

Ponadto, jak wiadomo, wyższe od znamionowego napięcie robocze (przy stałej częstotliwości) wiąże się z generowaniem wyższych strat jałowych. Te z kolei generują nadmierny przyrost temperatury rdzenia, co może sprawić, że zostaną przegrzane sąsiadujące z nim elementy układu izolacyjnego. Z kolei obecność zbyt dużych przepięć może prowadzić bezpośrednio do przebicia układu izolacyjnego, które w następstwie może rozwinąć się w zwarcie zwojowe lub międzywarstwowe. Nawet jeżeli z powodu przepięć nie dochodzi do przebicia, to należy zdawać sobie sprawę z faktu występowania w takich warunkach wyładowań o niskiej energii (wyładowań niezupełnych). W dłuższej perspektywie czasowej prowadzą one do lokalnego osłabienia izolacji, a następnie do całkowitego przebicia i w konsekwencji zwarcia. Wcześniej wspomniano o negatywnym wpływie lokalnych zanieczyszczeń na nagrzewanie transformatora. Jednak nie jest to jedyny skutek zanieczyszczeń. Bardzo często w eksploatacji można spotkać się z zanieczyszczeniami mającymi charakter przewodzący. Zmieniają one rozkład pola na powierzchni transformatora i mogą prowadzić do wyładowań niezupełnych, dużych prądów upływu lub wręcz przebić.

Przy zapobieganiu potencjalnym przebicim, bardzo istotnym czynnikiem są odległości izolacyjne wewnątrz komory, w której

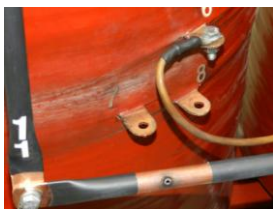
transformator jest zainstalowany. Szczególnie krytyczne to jest w obrębie połączeń GN i elementów kojarzących cewki do odpowiedniej grupy połączeń. Połączenia takie w samym transformatorze wykonywane są z prętów, bądź rurek (najczęściej miedzianych) zabezpieczonych dodatkowo koszulką termokurczliwą. Należy pamiętać, że z elektrycznego punktu widzenia, dla strony GN (6 – 20 kV) nie jest ona pełną izolacją. Natomiast bardzo często połączenia te są najdalej wystającymi elementami transformatora. Z tego samego powodu też należy zwrócić uwagę na to, czy w trakcie montażu transformatora nie zostały one nadmiernie dogięte w stronę cewek.

Podobnym zagadnieniem jest odpowiednie umieszczenie czujników temperatury. Transformatory suche są zwykle wyposażane w zabezpieczenia temperaturowe. Wykorzystują one sygnał pochodzący z czujników pozystorowych (PTC), lub termistorowych (NTC), lub też oporowych (PT100). Zwykle są one montowane w kanale chłodzącym uzwojenia DN lub też pomiędzy rdzeniem a uzwojeniem DN i posiadają izolację adekwatną do napięć po tej stronie. Zdarzają się jednak sytuacje, że po okresowym przeglądzie transformatora, czujniki te umieszczone są w kanale pomiędzy uzwojeniem DN a GN. Dochodzi wówczas do przebicia od uzwojenia GN do czujnika. W takiej sytuacji zniszczenie tylko czujnika i zabezpieczenia termicznego należy traktować jako bardzo szczęśliwą okoliczność. Zwykle w takiej sytuacji dochodzi do zniszczenia cewki GN, a nie wyłączony w porę stan awaryjny może skutkować całkowitym zniszczeniem transformatora.

Przed powtórным załączeniem transformatora po przeglądzie należy pamiętać, że nie jest wskazane wprowadzenie do ruchu jednostki z zawilgoconą izolacją. Stąd istotną sprawą jest wcześniejszy pomiar parametrów izolacji.

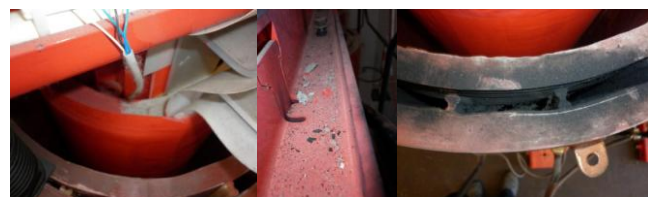
Mówiąc o błędach w użytkowaniu należy wspomnieć o jeszcze o jednym bardzo istotnym aspekcie związanym z projektowaniem zasilania. W ostatnim okresie obserwowana jest tendencja do bardzo „oszczędnego” projektowania zasilania obiektów. Zdarza się, że nawet obiekty (linie produkcyjne) o ruchu ciągłym zasilane są z jednego transformatora i to nawet w sytuacjach, gdy koszt transformatora jest nieporównywalnie mniejszy w stosunku do kosztu ewentualnej awarii. Z konstrukcyjnego punktu widzenia transformatory do takich zastosowań bardzo często odbiegają od wyrobów katalogowych, bowiem są wykonywane z niestandardowych materiałów. Stąd przeważnie nie jest możliwe natychmiastowe wykonanie naprawy lub wyprodukowanie transformatora nowego.

Zamieszczone poniżej przykładowe zdjęcia ilustrują skutki niewłaściwych warunków eksploatacji lub też błędów popełnionych w jej trakcie.



Rys. 2. Przykład przebicia spowodowanego przepięciem i zbliżeniem połączeń strony GN do cewki GN

Fig. 2. Example of breakdown caused by overvoltage and too small distance between HV connections and HV coil



Rys. 3. Przykłady zanieczyszczeń w obrębie części aktywnej

Fig. 3. Examples of dust and dirt in an active part



Rys. 4. Przykład nieodpowiedniego dokręcenia styku

Fig. 4. Example of inappropriate tightening the connection



Rys. 5. Przebicie z cewki GN do niewłaściwie umieszczonego czujnika temperatury

Fig. 5. Breakdown from the HV coil to a temperature sensor placed in a wrong location

Konkludując: dla zapewnienia właściwej i długotrwałej eksploatacji należy transformatory użytkować zgodnie z ich przeznaczeniem i założeniami projektowymi. Przy przewidywanej pracy w warunkach nietypowych, o takich warunkach należy poinformować producenta. Wówczas transformator zostanie zaprojektowany odpowiednio i tym samym odpowiednio służyć będzie użytkownikowi.

10. Literatura

- [1] PN-EN 60076-11 Transformatory suche
- [2] PN-EN 60076-1 Transformatory – Część 1: Wymagania ogólne
- [3] PN-EN 60076-3 Transformatory – Część 3: Poziom izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępki izolacyjne w powietrzu.
- [4] PN-EN 60076-10 Transformatory – Część 10: Wyznaczanie poziomów dźwięku.
- [5] PN-EN 60076-5 Transformatory – Część 5: Wytrzymałość zwarciowa
- [6] IEC905 Loading guide for dry type transformer.
- [7] PN-EN 50541-1 Trójfazowe suche transformatory rozdzielcze 50Hz od 100kVA do 3150kVA o najwyższym napięciu urządzenia nie przekraczającym 36kV – Część 1: Wymagania ogólne
- [8] PN-EN 60076-8 Transformatory – Część 8: Przewodnik stosowania
- [9] IEC 60076-12:2008 Loading guide for dry-type power transformers