

Tadeusz Glinka

BOBRME KOMEL, Katowice; Politechnika Śląska, Gliwice

WPLYW WARUNKÓW EKSPLOATACJI NA NIEZAWODNĄ PRACĘ TRANSFORMATORA BLOKOWEGO

EFFECT OF OPERATING CONDITIONS ON THE RELIABILITY OF OPERATION OF UNIT TRANSFORMERS

Abstract: The unit transformer is usually connected directly to the synchronous generator. The unit transformer is vulnerable to any voltage interferences, both from the power system and from the generator. The article discusses the failure of the unit transformer, which took place in one of the thermal power plants. This failure is the basis for characterization of selected disorders that could affect the reliability of operation of the transformer.

1. Wstęp

Transformator blokowy pracuje najczęściej w krajowych elektrowniach przy bezpośrednim połączeniu z generatorem synchronicznym tj. bez zastosowania wyłącznika generatorowego. Transformator ten jest narażony na wszelkie zakłócenia napięciowe zarówno od strony systemu elektroenergetycznego, jak i od strony generatora. Transformator blokowy od strony systemu elektroenergetycznego jest chroniony od skutków przepięć poprzez zastosowanie ograniczników przepięć, a przy zakłóceniach awaryjnych może być odłączony od systemu poprzez wyłącznik sieciowy. Natomiast transformator z generatorem synchronicznym jest połączony poprzez szynoprzewody na stałe i wszystkie zaburzenia występujące w pracy generatora przenoszą się bezpośrednio na transformator blokowy. Korzystając z wyników badań i pomiarów poawaryjnych uszkodzonego transformatora blokowego przedstawiono w artykule wpływ zakłóceń w pracy generatora na narażenia układu izolacyjnego transformatora blokowego.

2. Rodzaje zakłóceń na jakie powinny reagować zabezpieczenia generatora synchronicznego pracującego w bloku z transformatorem

Ramowa Instrukcja Eksploatacji Generatorów Synchronicznych [5], podaje rodzaje zabezpieczeń stosowane w generatorach synchronicznych pracujących w bloku z transformatorem. Są to zabezpieczenia przed:

- zwarcie międzyfazowym uzwojeń stojana i w przewodach łączących z szynoprzewodami,

- zwarcie międzyfazowym w sieci zewnętrznej,
- zwarcie z ziemią uzwojenia stojana,
- wzrostem napięcia stojana,
- przeciążeniem uzwojeń stojana,
- przeciążeniem uzwojeń wirnika,
- utratą wzbudzenia,
- przewzbudzeniem,
- niesymetrycznym obciążeniem,
- wyłączeniem urządzenia napędowego,
- utratą synchronizmu wzbudzonego generatora,
- zwarcie w transformatorze blokowym lub linii blokowej wyprowadzenia mocy.

Generatory o mocy powyżej 100 MW, współpracujące z siecią przesyłową lub rozdzielczą, mogą być wyposażone także w zabezpieczenie zapewniające wyłączenie z systemu elektroenergetycznego w następujących przypadkach:

- spadku częstotliwości poniżej 47,5 Hz,
- utraty stabilności,
- spadku napięcia na zaciskach uzwojenia górnego napięcia transformatora blokowego poniżej 80% wartości znamionowej,
- zwarcia typu bliskiego w systemie elektroenergetycznym trwającego powyżej 150 ms.

3. Transformator blokowy

3.1. Badania transformatora blokowego wykonywane w czasie produkcji

Typowe badania transformatora blokowego przeprowadzane w czasie remontu (technologiczne i końcowe), zilustrowano na przykładzie transformatora blokowego o parametrach zna-

mionowych: $S_N = 270$ MVA; $U_{1N}/U_{2N} = 15,75$ kV/250 kV. Analizowany transformator był zaprojektowany i zbudowany w roku 1971 na moc znamionową 240 MVA. W roku 1996 w wyniku przeprowadzonego remontu i modernizacji podwyższono moc znamionową transformatora do 270 MVA. Prace remontowe i modernizacyjne transformatora zostały wykonane zgodnie z wymaganiami wówczas obowiązującej normy PN-83/E-06040 [4] i obejmowały:

- demontaż transformatora i jego części aktywnej,
- przełożenie rdzenia wraz z modernizacją i zmianą sposobu prasowania,
- wymianę ekranów miedzianych na ekrany z blachy magnetycznej,
- wymianę izolacji głównej na izolację typu twardego,
- wykonanie nowych układów końcowych dla podsterowanego obiegu oleju,
- wykonanie nowych zmodernizowanych uzwojeń,
- przeróbka kadzi, remont wózków jezdnych,
- przeróbka układu chłodzenia w celu dostosowania do podsterowanego obiegu oleju,
- wyposażenie transformatora w nowe pompy, przepływomierze oraz wolnostojącą szafę sterowniczą,
- wymianę przepony w konserwatorze,
- wymianę wszystkich uszczelnień,
- suszenie części aktywnej w piecu próżniowym, impregnację nowym olejem,
- przegląd osprzętu zewnętrznego: chłodnice, wentylatory, przepływomierze, zawory, orurowanie, konserwator, izolatory GN i DN,
- próby i pomiary końcowe,
- czyszczenie i malowanie kadzi wraz z osprzętem.

Niezależny zewnętrzny nadzór oraz kontrolę remontu i modernizacji przeprowadzała firma ZPBE Energopomiar – Elektryka. Zakres nadzoru i kontroli obejmował:

- sprawdzenie dokumentacji remontu,
- kontrolę wykonanych prób międzyoperacyjnych rdzenia i uzwojeń,
- kontrole technologii procesu suszenia i impregnacji układu izolacyjnego oraz sprawdzenie zawartości wilgoci po zakończonym suszeniu,
- nadzór na technologią przeprowadzanego remontu,

- końcowy odbiór techniczny transformatora.

Wykonane zostały następujące badania i próby technologiczne:

- pomiar rezystancji uzwojeń,
- badanie izolacji zwojowej napięciem 220 V,
- pomiar przekładni metodą kompensacyjną,
- pomiar rezystancji izolacji,
- sprawdzenie rdzenia,
- pomiar zawartości wilgoci w próbkach izolacji po zakończeniu suszenia.

Badania końcowe transformatora wykonano zgodnie z wówczas obowiązującą normą PN-83/E-06040 [4]. Badania obejmowały:

- sprawdzenie przekładni i grupy połączeń,
- pomiar rezystancji uzwojeń,
- badanie stanu izolacji transformatora:
 - rezystancji i wskaźników R_{60}/R_{15} ,
 - pojemności i $\text{tg}\delta$,
 - badanie oleju,
 - badanie wytrzymałości elektrycznej izolacji:
 - a) napięciem doprowadzonym GN – 230 kV, DN – 40 kV,
 - b) napięciem przemiennym indukowanym 3-fazowym zasilając uzwojenie DN transformatora napięciem 24,9 kV; 200 Hz,
 - c) napięciem indukowanym 1-fazowym oraz pomiar wyładowań niezupełnych,
- pomiar prądu stanu jałowego i strat mocy,
- próbę stanu zwarcia,
- pomiar reaktancji rozproszenia i reaktancji dla składowej zerowej,
- pomiar prądów magnesujących przy niskim napięciu,
- analizę chromatograficzną składu gazów rozpuszczonych w oleju,
- próbę szczelności kadzi.

Program prób odbiorczych transformatora nie zawierał próby napięciem udarowym (brak generatora udarów na stacji prób zakładu remontowego) i próby nagrzewania prądem znamionowym (brak warunków do jej przeprowadzenia). Przeprowadzone próby technologiczne i próby końcowe dały wyniki pozytywne. Transformator został odebrany pod względem technicznym z zastrzeżeniem, że próba nagrzewania wykonana będzie na stanowisku pracy po uruchomieniu transformatora.

3.2. Eksploatacja i przebieg awarii transformatora

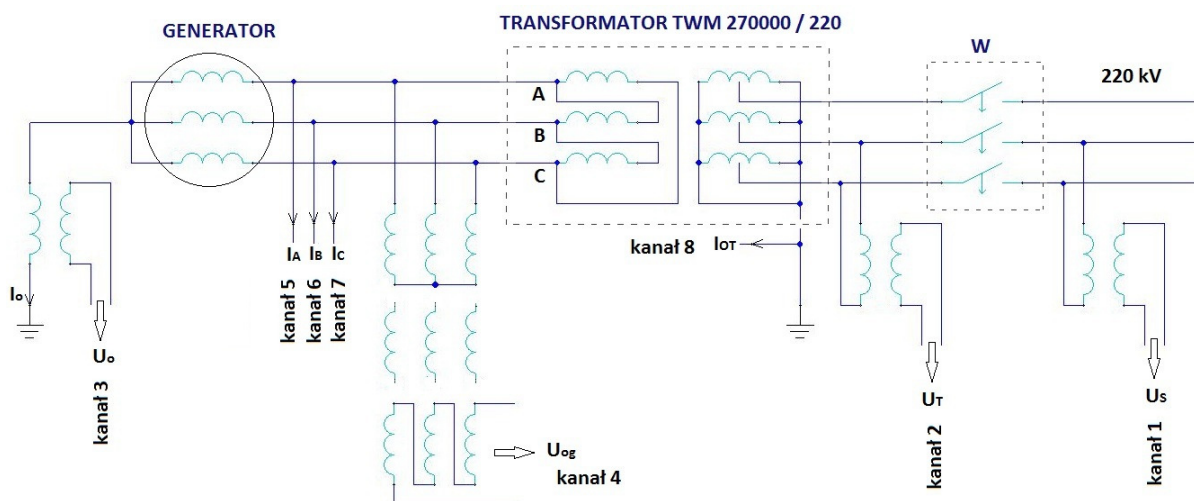
Transformator został przetransportowany do elektrowni i zainstalowany na bloku energetycznym. Parametry znamionowe generatora synchronicznego bloku wynosiły:

$S_{NG} = 270,6$ MVA; $P_{NG} = 230$ MW; $U_{NG} = 15,7$ kV. Eksploatacja bloku energetycznego do chwili awarii transformatora blokowego, według informacji uzyskanych z elektrowni, przebiegała następująco:

- w dniu 13 grudnia 1996 r. blok energetyczny został włączony do systemu elektro-energetycznego. W dniu 15 grudnia 1996 r., po około 65 godzinach pracy, blok został wyłączony. Przed wyłączeniem generator pracował z obciążeniem moc czynną $P = 145$ MW, przy $\cos\varphi = 0,877$. Powodem odstawienia bloku była utrata prądu wzbudzenia przez generator i przejście generatora do pracy asynchronicznej.
- w dniu 30 grudnia 1996 r. blok został ponownie zsynchronizowany z systemem i po 32 godzinach pracy został wyłączony w dniu 31 grudnia, z powodu usterek turbiny.

- ponowne włączenie bloku do sieci nastąpiło w dniu 12 stycznia 1997 r. Blok pracował poprawnie z mocą czynną obciążenia $P = 160$ MW i mocą bierną $Q = 80$ MVar. W dniu 16 stycznia 1997 r. zwiększono moc czynną bloku do $P = 210$ MW, przy mocy biernej $Q = 80$ MVar. Po kilku godzinach pracy transformator blokowy uległ awarii.

Transformator w sumie przepracował 135 godzin od chwili zainstalowania i uruchomienia bloku, przy czym jego maksymalne obciążenie mocą pozorną wynosiło $S = 225$ MVA, co stanowi 83% jego mocy znamionowej. Należy zauważyć, że do informacji o przebiegu eksploatacji bloku energetycznego uzyskanych z elektrowni, nie można mieć pełnego zaufania. Z doświadczenia znane są przypadki podawania nierzetelnej informacji o eksploatacji i awarii maszyn elektrycznych, w szczególności wówczas, gdy są na gwarancji, bądź gdy awaria nastąpiła z winy obsługi. W tym przypadku znane jest zdarzenie z dnia 21 grudnia 1996 roku z pobliskiej fabryki, zasilanej z tej samej rozdzielni, do której jest podłączony ten transformator. W fabryce tej, w wyniku podwyższenia napięcia, uległy uszkodzeniu urządzenia technologiczne na ogólną kwotę 48 tys. DM i 100 sztuk lamp oświetleniowych na kwotę 5 tys. zł.



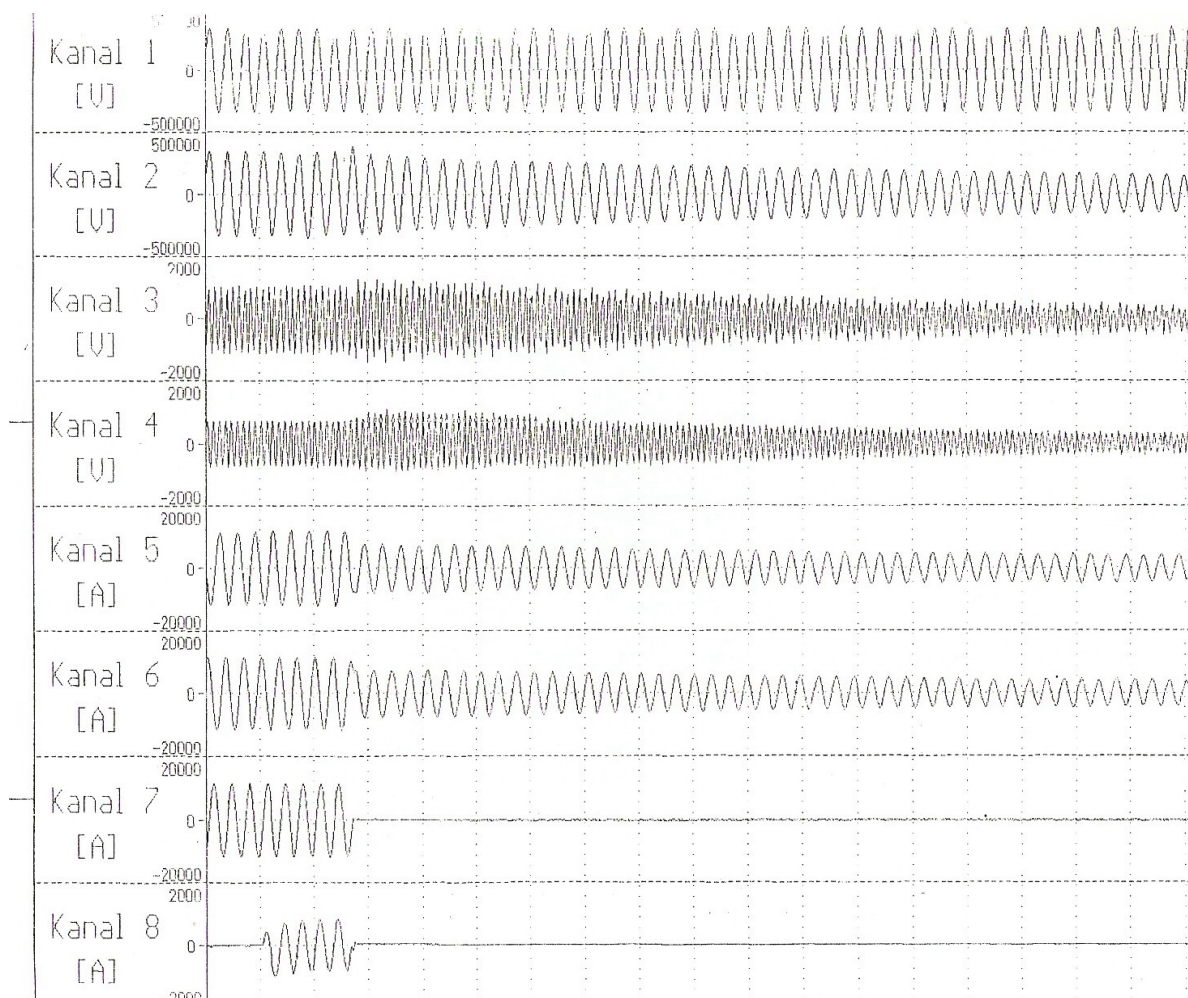
Rys. 1. Schemat elektryczny bloku „generator – transformator” z zaznaczonymi punktami pomiarowymi

3.3. Zakres uszkodzenia transformatora

Przebieg awarii transformatora został zarejestrowany przez rejestrator zakłóceń. Komisja badająca okoliczności awarii transformatora blokowego dysponowała zapisem podstawowych parametrów bloku od czasu 0,5 sekundy poprzedzającym awarię transformatora, wyłączenie awaryjne bloku oraz zanik napięcia i prądu generatora synchronicznego po wyłączeniu transformatora blokowego. W sumie zarejestrowany czas przebiegu awarii transformatora obejmuje około 6 sekund.

Parametry bloku przed wyłączeniem były następujące: napięcie sieci $U_S = 245$ kV, napięcie generatora $U_G = 15,444$ V, częstotliwość $f = 49,760$ Hz, prądy generatora: $I_A = 8389$ A; $I_B = 8467$ A; $I_C = 8467$ A, moc czynna $P = 209,22$ MW.

W przewodzie zerowym uzwojenia GN 220 kV transformatora blokowego pojawił się prąd (Rys.2) o wartości maksymalnej około 570 A, co stanowi około 0,8 prądu znamionowego uzwojenia pierwotnego transformatora. Prąd w przewodzie zerowym mógł się pojawić przy wystąpieniu zwarcia zwojowego w jednej z faz. Jak widać z oscylogramu, po około czterech okresach (80 ms), transformator został odłączony od sieci 220 kV przez zabezpieczenie różnicowe bloku z jednoczesnym odwzbudzeniem generatora. Prądy generatora w fazie „C” i w przewodzie zerowym zostały przerwane, natomiast prądy w fazach „A” i „B” zmniejszyły się, lecz płynęły dalej do pełnego odwzbudzenia generatora, co wskazuje na palenie się łuku elektrycznego w transformatorze. Po wyłączeniu bloku stwierdzono, że w przekąźniku Buchholza transformatora blokowego są gazy palne.



Rys. 2. Zarejestrowane przebiegi napięć i prądów w czasie awarii transformatora, kanały rejestrowanych przebiegów zaznaczono na Rys.1

Po wyjęciu części aktywnej transformatora z kadzi stwierdzono:

- głębokie wypalenie uzwojenia GN 220 kV fazy „B” (5 krążków); wypalone krążki znajdowały się w środkowej części kolumny, to jest od strony wyprowadzenia fazowego uzwojenia,
- wyprowadzenie fazowe uzwojenia GN 220 kV, fazy „A” oraz wyprowadzenie punktu gwiazdowego „0” uzwojenia GN 220 kV miały zwęglone pierwsze warstwy izolacji od strony miedzi i częściowe przegrzanie izolacji na połączeniach wewnętrznych punktu „0”.
- tuleje ekranowe wszystkich faz były rozzerwane i rozsunięte w miejscu klejenia.

Uzwojenie DN 15,75 kV transformatora nie miało śladów uszkodzenia, jak również nie uległ uszkodzeniu rdzeń transformatora.



Rys.3. Wyprowadzenie fazy „A” uzwojenia GN 220 kV



Rys. 4. Wyprowadzenie punktu „0” uzwojenia GN 220 kV



Rys. 5. Miejsce zwarcia uzwojenia fazy „B” GN 220 kV

Uszkodzenia uzwojenia GN powstały niewątpliwie w czasie zwarcia zwojowego w fazie „B”. Natomiast zwarcie zwojowe i krótkotrwały przepływ prądu przez przewód zerowy nie mogło być wynikiem przegrzania izolacji tego

przewodu. Zwęglenie izolacji na wyprowadzeniu punktu gwiazdowego „0” uzwojenia GN 220 kV wskazuje, że temperatura miedzi musiała wynosić co najmniej 250°C. W czasie wystąpienia omawianego zwarcia taka temperatura przewodu zerowego nie mogła być osiągnięta. Izolacja na przewodzie „0” została zatem przegrzana z innej (nie wyjaśnionej) przyczyny, to znaczy nie mającej uzasadnienia w dokumentacji eksploatacyjnej transformatora.

4. Narazenia eksploatacyjne transformatora

Rozważono kilka możliwych przypadków narazenia transformatora blokowego, które mogły mieć wpływ na jego uszkodzenie. Narazień eksploatacyjnych transformatora blokowego może być wiele w szczególności przy próbach i eksperymentach związanych z uruchamianiem bloku energetycznego po modernizacji. Modernizacji poddany był cały blok energetyczny, a jej celem było zarówno jego odnowienie, jak i zwiększenie mocy znamionowej bloku. Przegrzanie izolacji przewodów w wyprowadzeniu punktu gwiazdowego „0” uzwojenia GN 220 kV wskazuje, że transformator musiał dłuższy czas pracować z obciążeniem 1-fazowym przy prądzie znacznie przekraczającym prąd znamionowy. Stan taki mógł być spowodowany np. zwarcie jednofazowym. Przy długotrwałym zwarcie jednofazowym przegrzewa się także izolacja fazy obciążonej, w szczególności izolacja zwojowa, co osłabia jej dielektryczną wytrzymałość napięciową.

Znany jest z literatury [3] przypadek awarii transformatora blokowego o mocy znamionowej $S_N = 725$ MVA; napięciu znamionowym $U_{1N}/U_{2N} = 23$ kV/345 kV, która wystąpiła w czasie synchronizacji bloku energetycznego z systemem elektroenergetycznym. Operator bloku przy synchronizacji ręcznej bloku, wskutek pomyłki, załączył go do sieci przy przesunięciu fazowym napięcia na transformatorze blokowym w stosunku napięcia sieci o kąt 120° (wydaje się, że porównywał kąty różnych faz napięcia). Skutki tej pomyłki dla transformatora blokowego były następujące: wszystkie uzwojenia zmieniły swoje położenia względem rdzenia, wszystkie kliny mocujące były poluzowane lub powyrywane, uzwojenia fazy „B” miały największe uszkodzenia, gdzie wystąpiły zwarcia zwojowe i zwarcia doziemne, a w oleju transformatorowym pływały strzępy izolacji i klinów.

W liniach elektroenergetycznych mogą pojawić się fale napięciowe o dużej stromości. Źródłem takich fal może być wyładowanie atmosferyczne (nie dotyczy przypadku przedstawionego w punkcie 3), bądź działanie wyłączników szybkich wyłączających duże odbiorniki indukcyjne np. transformatory zasilane z sieci 110 kV lub 220 kV. W omawianym przypadku linie te w elektroenergetycznej stacji głównej wyprowadzenia mocy elektrowni są połączone przy pomocy autotransformatora. Przepięcia trwające mikrosekundy nie są rejestrowane przez aparaturę pomiarową, gdyż są tłumione przez przekładniki pomiarowe.

Z teorii transformatorów [1] wiadomo, że zewnętrzna fala napięciowa U_x przychodząca na uzwojenie GN transformatora rozkłada się nierównomiernie na poszczególnych zwojach. Rozkład napięcia na zwojach zależy od stosunku C_0/C_Z , gdzie: C_0 – zastępcza pojemność doziemna uzwojenia, C_Z – zastępcza pojemność zwojowa. Maksymalne wartości rozkładu napięcia przypadają na pierwsze zwoje uzwojenia licząc od przewodu liniowego.

$$(\Delta U_x)_{\max} \approx \frac{U_x}{N} \alpha$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_0}{C_Z}}$$

gdzie:

N – liczba zwojów uzwojenia.

Zmierzona pojemność izolacji głównej (GN-DN/z) wynosi $C_0 = 13,6$ μF, nie znaleziono w dokumentacji technicznej transformatora wartości pojemności zwojowej C_Z , stąd nie można obliczyć współczynnika α . W literaturze [1] podaje się, że α może przyjmować wartość 5 ÷ 20. Zmodernizowany transformator blokowy miał wykonane specjalne przeplecenia uzwojeń w celu powiększenia pojemności zwojowej C_Z , dla których można przyjąć $\alpha = 5$.

Widać zatem, że nawet przy niewielkiej fali napięciowej, często powtarzalnej, może zostać obniżona wytrzymałość dielektryczną izolacji zwojowej pierwszych zwojów uzwojenia GN. Taka wartość napięcia występuje tylko w pierwszej chwili wejścia fali napięciowej. Uzwojenie transformatora dla fali napięciowej ma parametry rozłożone: pojemności, indukcyjności i rezystancje. Fala napięciowa wzbudza drgania elektromagnetyczne tłumione,

stąd zarówno jej rozkład, jak i wartość maksymalna zmienia się w czasie i szybko zanika.

Izolacja zwojowa uzwojeń transformatora blokowego może być narażona także od strony generatora synchronicznego. Jeśli generator pracuje przy wzbudzeniu znamionowym i zostanie wyłączony wyłącznik sieciowy „W” (Rys.1) wówczas napięcie biegu jałowego generatora wzrośnie. Jego wartość maksymalną można ocenić w oparciu o normalną charakterystykę biegu jałowego generatorów synchronicznych [2]. Wartość maksymalna napięcia generatora na biegu jałowym, przy wzbudzeniu znamionowym, współpracującego z omawianym transformatorem blokowym może wynosić:

$$U_{\max} = 1,4 U_N = 1,4 \times 15750 = 22050 \text{ V}$$

Napięcie to przy zmniejszonej wytrzymałości dielektrycznej izolacji zwojowej uzwojenia GN omawianego transformatora blokowego mogło doprowadzić do wystąpienia zwarcia zwojowego i w konsekwencji do uszkodzenia transformatora.

Literatura

- [1]. Васютинский С. Б.: Вопросы теории и расчета трансформаторов. (Глава 7-4 Перенапряжения в трансформаторах. Стр. 310-325). Издательство „Энергия” 1970г.
- [2]. Koter T., Pelczewski W.: Maszyny elektryczne w zadaniach (str. 308). PWT Warszawa, 1961 r.
- [3]. Pasternack B.M., Provanzana J. H., Wagenaar L. B.: Analysis of a Generator step-up Transformer failure following faulty synchronization. IEEE Transactions on Power Delivery. Volume 3. No. 3 July 1988 r.
- [4]. Polska norma PN-83/E-06040. Transformatory. Wymagania ogólne.
- [5]. Ramowa Instrukcja eksploatacji generatorów synchronicznych. (Tabela 3.9.3) Energopomiar, Gliwice, 2009 r.
- [6]. Ramowa Instrukcja eksploatacji transformatorów. Energopomiar, Gliwice, 2006 r.

Artykuł opracowano w ramach projektu badawczego Narodowego Centrum Nauki nr 6025/B/T02/2011/40.