

Narażenia transformatorów blokowych pracujących w systemie elektroenergetycznym

Tadeusz Glinka, Waldemar Olech

1. Wstęp

Transformator blokowy najczęściej jest połączony bezpośrednio z generatorem synchronicznym. Transformator ten jest narażony na wszelkie zakłócenia napięciowe zarówno od strony systemu elektroenergetycznego, jak i od strony generatora. Od strony systemu elektroenergetycznego transformator jest częściowo chroniony, a przy zakłóceniach awaryjnych może być od systemu odłączony. Natomiast transformator z generatorem jest połączony na stałe i wszystkie zaburzenia występujące w pracy generatora przechodzą na transformator. W artykule skupimy się na możliwych zaburzeniach w pracy generatora i ich oddziaływanie na transformator.

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

Ramowa instrukcja eksploatacji generatorów synchronicznych [2 – Tabela 3.9.3], podaje rodzaje zabezpieczeń generatorów synchronicznych pracujących w bloku z transformatorem. Są to zabezpieczenia przed:

- zwarcim międzyfazowym uzwojeń stojana i w przewodach łączących z szynami zbiorczymi;
- zwarcim międzyfazowym w sieci zewnętrznej;
- zwarcim 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;
- zwarcim w transformatorze blokowym lub linii blokowej.

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

- spadku częstotliwości poniżej 47,5 Hz;
- utraty stabilności;
- spadku napięcia na zaciskach górnego napięcia transformatora blokowego poniżej 80% wartości znamionowej;
- zwarcia w sieci trwającego powyżej 150 ms.

3. Transformator blokowy

3.1. Badania transformatora blokowego wykonywane w czasie produkcji

Badania transformatora blokowego przeprowadzane w czasie remontu, technologiczne i końcowe, zostaną zilustrowane na

Streszczenie: Transformator blokowy najczęściej jest połączony bezpośrednio z generatorem synchronicznym. Transformator blokowy jest narażony na wszelkie zakłócenia napięciowe tak od strony systemu elektroenergetycznego, jak i od strony generatora. W artykule, omówiono awarię transformatora blokowego, która miała miejsce w jednej z elektrowni ciepłych. Na przykładzie tej awarii scharakteryzowano wybrane zaburzenia, które mogły mieć wpływ na niezawodną pracę transformatora.

EXPOSURE OF UNIT TRANSFORMERS OPERATING IN THE POWER SYSTEM

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.

przykładzie transformatora blokowego o parametrach znamionowych 270 MVA, 15 750 V/250 000 V. Transformator o mocy znamionowej 240 MVA był zbudowany w roku 1971. W roku 1996 przeprowadzono remont i modernizację budowy transformatora, podwyższając jego moc znamionową do 270 MVA. Prace remontowe i modernizacyjne zostały wykonane według wymagań wówczas obowiązującej normy PN-83/E-06040 [1] 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 wolno stojącą 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 i kontrolę remontu 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 nad technologią przeprowadzanego remontu;
- końcowy odbiór techniczny transformatora.
Wykonano 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 [1]. Badania obejmowały:

- sprawdzenie przekładni i grupy połączeń;
 - pomiar rezystancji uzwojeń;
 - badanie stanu izolacji transformatora:
 - rezystancji i wskaźników R60/R15,
 - pojemności i tgδ,
 - badanie oleju,
 - badanie wytrzymałości elektrycznej izolacji:
 - napięciem doprowadzonym GN – 230 kV, DV – 40 kV,
 - napięciem przemiennym indukowanym 3-fazowym, zasilając uzwojenie DN napięciem 24,9 kV; 200 Hz,
 - napięciem indukowanym 1-fazowym i pomiar wyładowań niepełnych;
 - 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 jeszcze prób których nie przeprowadzono, a mianowicie:
- napięciem udarowym (nie było generatora udarów);
 - 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 awaria transformatora

Transformator został przewieziony koleją do elektrowni i zainstalowany na bloku. Parametry znamionowe generatora blokowe-

go wynosiły: 270,6 MVA; 230 MW; 15,75 kV. Eksploatacja bloku elektroenergetycznego, do chwili awarii transformatora, według informacji uzyskanych z elektrowni przebiegała następująco:

- w dniu 13 grudnia 1996 roku blok został włączony do sieci. W dniu 15 grudnia 1996 roku po około 65 godzinach pracy blok został wyłączony. Przed wyłączeniem generator pracował z obciążeniem 145 MW przy $\cos\phi = 0,877$. Powodem wyłączenia była utrata prądu wzbudzenia przez generator i przejście generatora do pracy asynchronicznej;
- w dniu 30 grudnia 1996 roku blok został ponownie zsynchronizowany z siecią i po 32 godzinach pracy został wyłączony, w dniu 31 grudnia, z powodu turbiny;
- ponowne włączenie bloku do sieci nastąpiło w dniu 12 stycznia 1997 roku. Blok pracował poprawnie z mocą obciążenia 160 MW i mocą bierną 80 MVar. W dniu 16 stycznia 1997 roku zwiększono moc czynną bloku do 210 MW, przy mocy biernej 80 MVar. Po kilku godzinach pracy transformator blokowy uległ awarii.

Transformator w sumie pracował 135 godzin, przy czym jego maksymalne obciążenie mocą pozorną wynosiło 225 MVA, co stanowi 83% jego mocy znamionowej.

Informacja o przebiegu eksploatacji bloku elektroenergetycznego uzyskana z elektrowni nie wzbudza pełnego zaufania. Z doświadczenia autor zna przypadki podawania nierzetelnej informacji o eksploatacji i awarii maszyn elektrycznych, w szczególności wówczas, gdy są na gwarancji bądź gdy awaria nastąpiła z winy ludzi. W tym przypadku autor zna zdarzenie z dnia 21 grudnia 1996 roku z pobliskiej fabryki, zasilanej z tej samej rozdzielni, do której jest połączony ten transformator. W fabryce tej, w wyniku podwyższenia napięcia, uległy uszkodzeniu urządzenia produkcyjne na ogólną kwotę 48 tys. DM i 100 sztuk lamp oświetleniowych na kwotę 5 tys. zł.

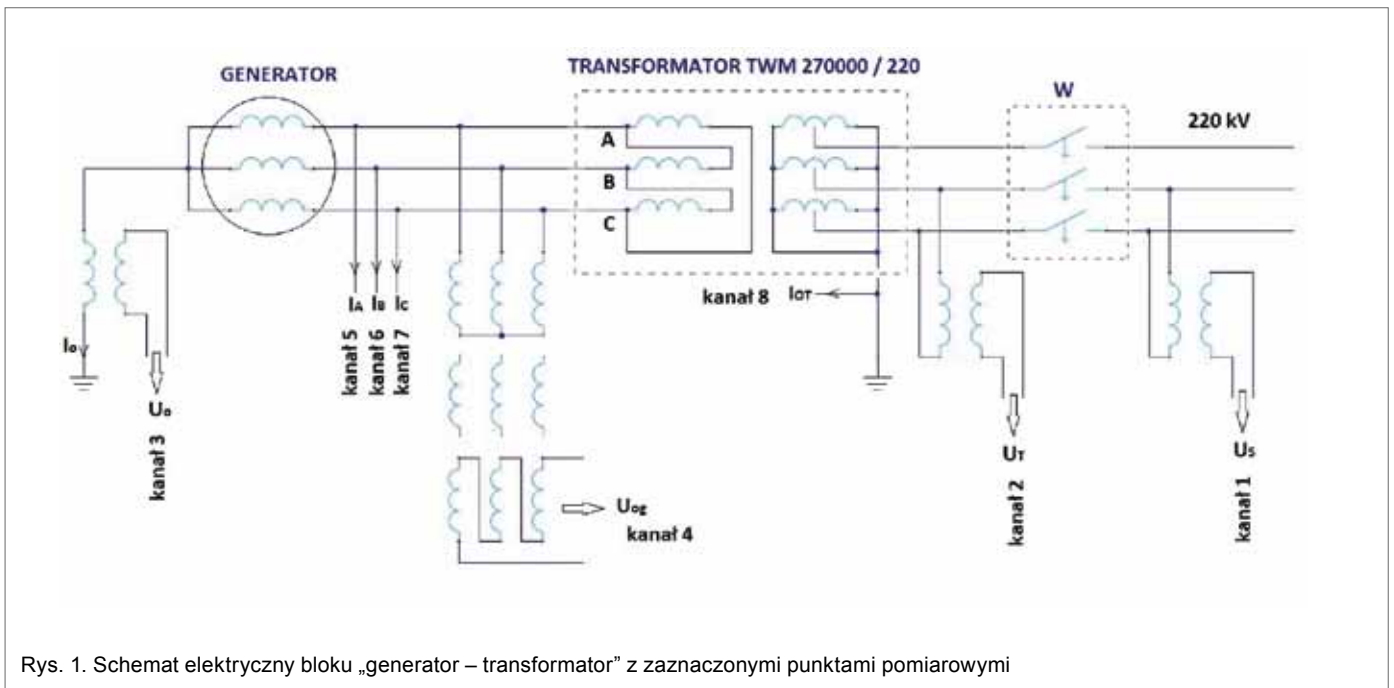
3.3. Zakres uszkodzenia transformatora

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

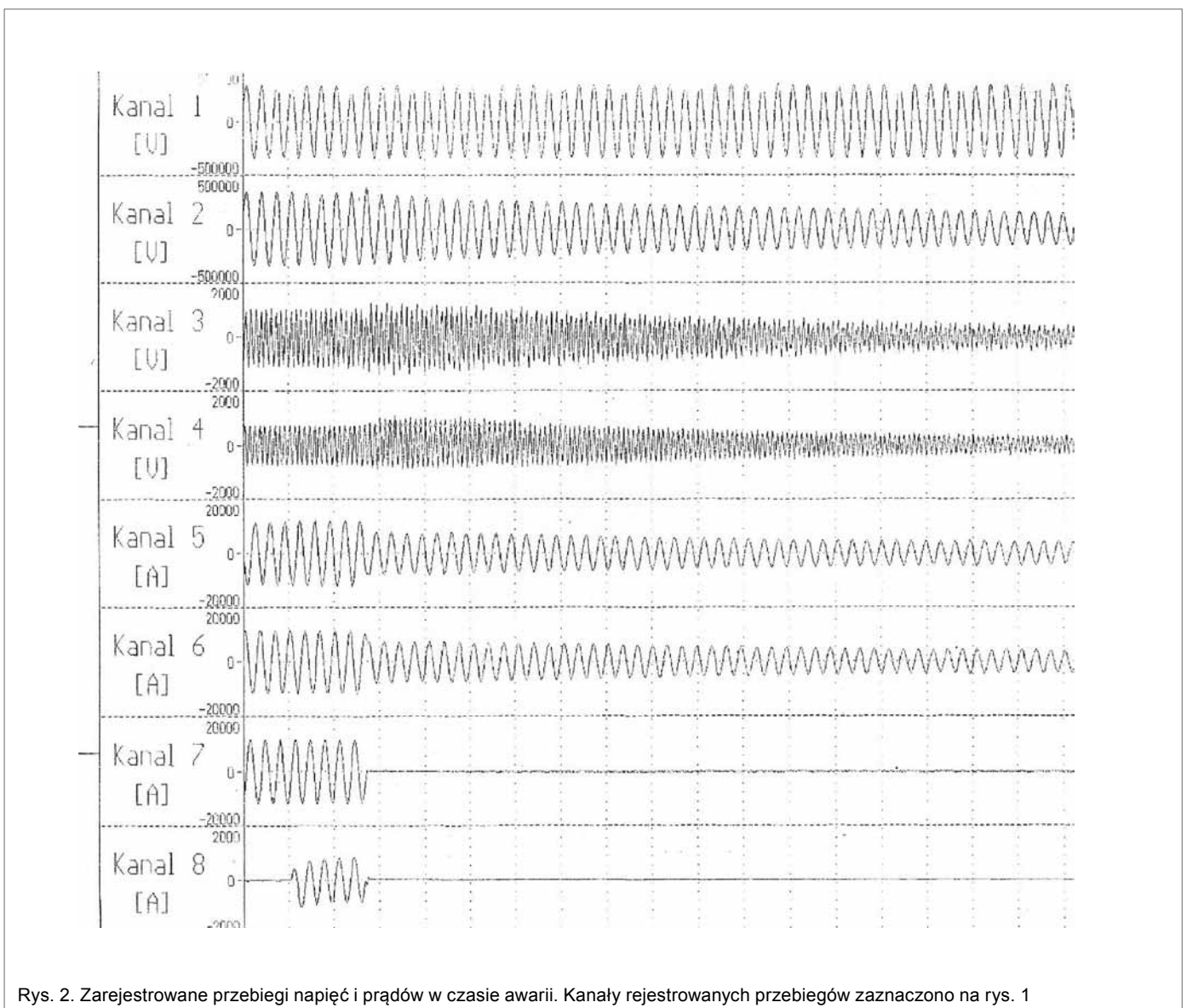
Parametry bloku przed wyłączeniem były następujące: napięcie sieci 245 kV, napięcie generatora 15,444 V, częstotliwość 49,760 Hz, prądy generatora 8389 A; 8467 A; 8467 A, moc czynna 209,22 MW. W przewodzie zerowym uzwojenia 220 kV pojawił się prąd – rys. 2 – o wartości maksymalnej około 570 A, co stanowi około 0,8 prądu znamionowego uzwojenia pierwotnego transformatora. Prąd w przewodzie zerowym mógł się pojawić przy zwarciu zwojowym w jednej z faz. Jak widać z oscylogramu, po około czterech okresach (80 ms) transformator został odłączony od sieci 220 kV przez zabezpieczenie różnicowe z jednoczesnym odwzbudzeniem generatora. Prądy generatora w fazie „C” i w przewodzie zerowym zostały przerwane, natomiast prądy w fazach „A” i „B” zmniejszały się lecz płynęły dalej do pełnego odwzbudzenia generatora, co wskazywało na palenie się łuku w transformatorze. Po wyłączeniu bloku stwierdzono, że w przekładniku Buchholza są gazy palne.

Po wyjęciu transformatora z kadzi stwierdzono:

- głębokie wypalenie uzwojenia fazy „B” (5 krążków). Wypalone krążki znajdowały się w środkowej części kolumny, to jest od strony wyprowadzenia przewodu fazy;



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



Rys. 2. Zarejestrowane przebiegi napięć i prądów w czasie awarii. Kanały rejestrowanych przebiegów zaznaczono na rys. 1



Rys. 3. Wyrowadzenie fazy „A”



Rys. 4. Wyrowadzenie punktu „0”



Rys. 5. Miejsce zwarcia uzwojenia fazy „B”

- wyrowadzenia przewodów fazy „A” i „0” miały zwęglone pierwsze warstwy izolacji od strony miedzi i częściowe przegrzanie izolacji na połączeniach wewnętrznych punktu „0”;
- tuleje ekranowe wszystkich faz były rozerwane i rozsunięte w miejscu klejenia.

Uzwojenie DN nie miało śladów uszkodzenia, nie uległ uszkodzeniu także rdzeń transformatora.

Uszkodzenia uzwojenia GN powstały niewątpliwie w czasie zwarcia zwojowego w fazie „B”. Natomiast zwarcie zwojowe

i krótkotrwały przepływ prądu przez przewód zerowy nie mogły być powodem przegrzania izolacji tego przewodu. Zwęglenie izolacji na przewodzie „0” wskazuje, że temperatura miedzi musiała wynosić co najmniej 250°C. W czasie zwarcia taka temperatura przewodu zerowego nie mogła być osiągnięta. Izolacja na przewodzie „0” została przegrzana z innej przyczyny.

4. Narazenia eksploatacyjne transformatora

Wymienimy kilka możliwych przypadków narażenia transformatora blokowego, które mogą mieć wpływ na jego uszkodzenie. Narazień eksploatacyjnych transformatora blokowego może być wiele, w szczególności przy eksperymentach związanych z uruchamianiem bloku energetycznego po modernizacji. Modernizowany był cały blok elektroenergetyczny, a jej celem było zarówno jego odnowienie, jak i zwiększenie mocy znamionowej bloku. Przegrzanie izolacji przewodów zerowych 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 1-fazowym przegrzewa się także izolacja fazy obciążonej, w szczególności izolacja zwojowa, co osłabia jej dielektryczną wytrzymałość napięciową.

Znany jest z literatury [4] przypadek awarii transformatora blokowego 725 MVA; 23 kV/345 kV, która wystąpiła w czasie synchronizacji bloku elektroenergetycznego z siecią. Operator 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 były następujące: wszystkie uzwojenia zmieniły swoje położenia względem rdzenia, wszystkie kliny mocujące były poluzowane lub powyrywane, uzwojenie fazy „B” miało największe uszkodzenia, strzępy izolacji i klinów pływały w oleju, uzwojenie miało zwarcia zwojowe i zwarcia doziemne.

W linii elektroenergetycznej mogą pojawiać się fale napięciowe o dużej stromości. Źródłem takich fal może być wyładowanie atmosferyczne (nie dotyczy przypadku omawianego 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 rozdzielni są połączone autotransformatorem. Przepięcia trwające mikrosekundy nie są rejestrowane przez aparaturę pomiarową, gdyż są tłumione przez przekładniki pomiarowe.

Z teorii transformatorów [5] wiadomo, że zewnętrzna fala napięciowa UX, przychodząca na uzwojenie transformatora, rozkłada się nierównomiernie na poszczególnych zwojach. Rozkład napięcia na zwojach zależy od stosunku C_0 – zastępczej pojemności doziemnej uzwojenia do C_Z – zastępczej pojemności zwojowej. Jej maksymalna wartość przypada na pierwsze zwoje, licząc od przewodu liniowego.

$$(\Delta U_X)_{\max} \approx \frac{U_X}{Z} \alpha$$

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

gdzie: Z – oznacza liczbę zwojów uzwojenia.

Zmierzona pojemność izolacji głównej (GN-DN/z) wynosi $C_0 = 13,6$. Nie ma w dokumentacji wartości pojemności zwojowej C_Z , nie można zatem obliczyć współczynnika α . W literaturze [5] podaje się, że α może przyjmować wartość od 5 do 20. Transformator TWm 270000/220 miał wykonane specjalne przeplecenia uzwojeń w celu powiększenia pojemności zwojowej C_Z , stąd można założyć, że $\alpha = 5$.

Widać zatem, że nawet przy niewielkiej fali napięciowej, często powtarzanej, może zostać obniżona wytrzymałość dielektryczna 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 transformatora może być narażona także od strony generatora. Jeśli generator pracuje przy wzbudzeniu znamionowym i zostanie wyłączony wyłącznik W (rys. 1), to napięcie biegu jałowego generatora wzrośnie. Jego wartość maksymalną można ocenić w oparciu o normalną charakterystykę biegu jałowego generatorów synchronicznych [6]. Wartość maksymalna napięcia generatora na biegu jałowym, przy wzbudzeniu znamionowym, może wynosić

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

Napięcie to, przy zmniejszonej wytrzymałości dielektrycznej izolacji zwojowej, może doprowadzić do zwarcia zwojowego.

Literatura

- [1] Polska norma PN-83/E-06040. Transformatory. Wymagania ogólne.
- [2] Ramowa instrukcja eksploatacji generatorów synchronicznych. Energopomiar, Gliwice 2009.
- [3] Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów. Energopomiar, Gliwice 2006.
- [4] PASTERNAK 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.
- [5] WASIUTINSKI S.B.: *Woprosy teorii i rozczeta transformatorow*. Wyd. Energia. 1970.
- [6] KOTER T., PEŁCZEWSKI W.: *Maszyny elektryczne w zadaniach* (s. 308). Państwowe Wydawnictwa Techniczne. Warszawa 1961.

Tadeusz Glinka – Politechnika Śląska;
Waldemar Olech – Energopomiar Elektryka Sp. z o.o. Gliwice