

## Typowe przyczyny uszkodzeń eksploatacyjnych transformatorów energetycznych

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono typowe przyczyny uszkodzeń eksploatacyjnych transformatorów zainstalowanych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Korzystając z wyników badań poawaryjnych transformatorów na przestrzeni ostatnich 20-u lat omówiono główne przyczyny ich uszkodzeń. Przeprowadzona statystyka uszkodzeń pozwoliła na sporządzenie listy typowych uszkodzeń i określenie grup transformatorów charakteryzujących się najwyższymi wskaźnikami awaryjności. Przedstawiono wybrane awarie transformatorów energetycznych spowodowane uszkodzeniem układu izolacyjnego, przepustów izolatorowych i podobciążeniowego przełącznika zaczepów.

**Abstract.** Typical causes of operational failures in power transformers working in National Grid are presented in the paper. The main reasons for these failures have been discussed on the basis of post-failure transformer tests run during last 20 years. The failure statistics has constituted the grounds for making a list of typical failures and indicating transformer groups characterized by highest failure rates. The selected examples of power transformers' typical failures have been demonstrated, caused by damages to insulation systems, bushings, and on-load tap changers (OLTCs). **Typical causes of operational failures in power transformers working in National Grid**

**Słowa kluczowe:** transformatory energetyczne, uszkodzenia eksploatacyjne

**Keywords:** power transformers, operational failures

doi:10.12915/pe.2014.01.45

### Wstęp

Transformatory energetyczne to podstawowe elementy systemu elektroenergetycznego. Ich niezawodność eksploatacyjna stanowi ważny czynnik wpływający na poprawną pracę systemu elektroenergetycznego. Istotne znaczenie ma zatem prawidłowa ocena bieżącego stanu technicznego transformatora energetycznego oraz prognozowanie czasu jego bezawaryjnej pracy. Wdrożenie szeregu nowych metod diagnostycznych do badań i oceny stanu technicznego transformatorów pozwala na ograniczenie skutków ewentualnych ich awarii, a tym samym na skrócenie czasu i kosztów remontu transformatora. Szczególne znaczenie mają metody badań diagnostycznych nie wymagające wyłączenia transformatora z systemu elektroenergetycznego np. metoda DGA. Daje to możliwość wykrycia uszkodzenia wewnętrznego w transformatorze już na wczesnym etapie rozwoju.

Statystyka awarii transformatorów zainstalowanych w krajowym systemie elektro-energetycznym pozwala stwierdzić, że w ostatnim 20-leciu najczęściej awarii ulegały:

- transformatory blokowe,
- transformatory sieciowe z długoletnim okresem eksploatacji
- transformatory piecowe (transformatory zasilające piece elektryczne),

Analiza przyczyn awarii populacji ok. 60-u transformatorów energetycznych przeprowadzona przez autorów artykułu pozwala stwierdzić, że występujące typowe przyczyny uszkodzeń to:

- uszkodzenie układu izolacyjnego, najczęściej w postaci wystąpienia zwarcia zwojowego w uzwojeniach, około 42 % analizowanych awarii,
- uszkodzenia przepustów izolatorowych i ich połączeń elastycznych z wyprowadzeniem fazowym uzwojenia, ok. 23 % analizowanych awarii,
- uszkodzenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów, ok. 17 % analizowanych awarii,
- inne np., obniżenie parametrów eksploatacyjnych oleju w wyniku zawilgocenia, „przegrzania” w połączeniach elektrycznych uzwojeń, zwarcia blach w obwodzie magnetycznym, ok. 18 % analizowanych awarii.

W artykule przedstawiono główne przyczyny uszkodzeń eksploatacyjnych transformatorów energetycznych oraz omówiono wybrane typowe przypadki ich awarii.

### Awaryjność transformatorów Transformatory blokowe

Przeprowadzona modernizacja zainstalowanych w krajowym systemie bloków energetycznych o mocy 200 MW i podwyższenie mocy znamionowej turbogeneratorów do 230 MW wymagała również podwyższenia mocy znamionowej współpracującego transformatora blokowego do mocy 270,6 MVA. Transformatory blokowe zostały poddane modernizacji przy wprowadzeniu obecnych rozwiązań konstrukcyjnych i zastosowaniu nowych materiałów izolacyjnych. Zmodernizowane transformatory blokowe charakteryzują się dużym wykorzystaniem materiałów elektromagnetycznie czynnych oraz zintensyfikowanym układem chłodzenia uzwojeń - układ chłodzenia olejowego z tzw. „podsterowaniem”. W ostatnich latach doszło do kilku poważnych awarii zmodernizowanych transformatorów blokowych po stosunkowo krótkim okresie ich eksploatacji. Typowe uszkodzenia w tych transformatorach to uszkodzenia wewnętrzne wywołane wystąpieniem zwarc zwojowych, w wyniku lokalnego obniżenia się wytrzymałości elektrycznej izolacji. Analiza przebiegu awarii kilku zmodernizowanych transformatorów blokowych pozwoliła stwierdzić, że bezpośrednią przyczyną ich awarii było obniżenie wytrzymałości elektrycznej izolacji wskutek wystąpienia wyładowań niepełnych (*wnz*) bądź wewnętrznych przepięć łączeniowych.

Na wystąpienie wyładowań niepełnych (*wnz*) w układzie izolacyjnym zmodernizowanych transformatorów blokowych wpływ miały następujące czynniki:

- „wtrąciny” typu gazowego zawarte w oleju transformatorowym,
- niewłaściwy stan wysuszenia, odgazowania i zaimpregnowania papieru izolacyjnego.

Obydwa przedstawione czynniki powodują powiększenie nierównomierności rozkładu natężenia pola elektrycznego, co prowadzi do powstania *wnz*. Układ izolacyjny transformatora energetycznego jest układem o izolacji olejowej z przegrodami izolacyjnymi i stałej izolacji zwojowej oraz głównej uzwojeń. Izolację olejową stanowi mineralny olej izolacyjny o małej lepkości, który współpracuje z izolacją stałą tworzy tzw. „przestrzeń międzyelektrodową”. Obecność w układzie izolacyjnym typu papierowo-olejowego minimalnych ilości wilgoci i powietrza bądź innych „wtrącin” gazowych prowadzi do powstania *wnz*, szczególnie w pęcherzykach gazowych. W pęcherzyku gazowym znajdującym w oleju umieszczonym

w polu elektrycznym, występuje stosunkowo duże natężenie pola elektrycznego. Może to doprowadzić do jonizacji pęcherzyka i wystąpienia *wnz* już przy napięciu zdecydowanie niższym od napięcia znamionowego. Zintensyfikowany układ chłodzenia uzwojeń z tzw. „podsterowaniem” oraz ukształtowanie konstrukcyjne tzw. „kierownicy oleju” w zmodernizowanych transformatorach blokowych sprzyja pozostaniu pęcherzyka gazowego pomimo przeprowadzenia obróbki oleju. Występowanie lokalnych *wnz* w obszarach gazowych bezpośrednio w otoczeniu izolacji stałej (dielektryk stały) może doprowadzić do jej przebicia elektrycznego na skutek wyładowań typu powierzchniowego. Rozwój *wnz* typu wyładowań powierzchniowych uwarunkowany jest strukturą dielektryka stałego, rodzajem obcych „wtrącin” gazowych bądź stałych znajdujących się w otoczeniu lub w samym dielektryku.

Wykonawcy modernizacji transformatorów blokowych, podwyższając ich moc znamionową, zmuszeni byli dokonać zmian konstrukcyjnych w uzwojeniach oraz w układzie izolacyjnym. Związane z tym zmiany w rozkładzie natężenia pola elektrycznego spowodowały, że układ izolacyjny zmodernizowanych transformatorów blokowych stał się bardziej podatny na wystąpienie *wnz* i szybkie obniżenie żywotności w porównaniu z układem izolacyjnym transformatorów fabrycznych.

W trakcie wykonywanych obecnie modernizacji oraz remontów uszkodzonych zmodernizowanych transformatorów blokowych zwraca się szczególną uwagę na właściwy stan wysuszenia, odgazowania i zaimpregnowania papieru izolacyjnego oraz poprawną obróbkę oleju. W rezultacie w ostatnim okresie liczba awarii zmodernizowanych transformatorów blokowych uległa znaczącemu zmniejszeniu.

### Transformatory sieciowe

W polskiej energetyce pracuje duża populacja transformatorów sieciowych z długoletnim okresem eksploatacji. Ta grupa transformatorów charakteryzuje się stosunkowo dużym zagrożeniem awaryjnym. W jednostkach tych występują głównie problemy eksploatacyjne związane z zawilgoceniem, zestarzeniem izolacji oraz stanem technicznym przepustów izolatorowych.

Statystyka awarii transformatorów sieciowych zainstalowanych w krajowym systemie elektroenergetycznym pozwala stwierdzić, że główne przyczyny ich uszkodzeń to:

- zwarcia zwojowe w uzwojeniach w wyniku procesu zestarzenia izolacji zwojowej,
- uszkodzenia przepustów izolatorowych i ich połączeń elastycznych z wyprowadzeniem fazowym uzwojenia,
- uszkodzenie podobciążeniowego przełącznika zaczepów,
- zwarcia blach w obwodzie magnetycznym,
- obniżenie parametrów eksploatacyjnych oleju np. w wyniku zawilgocenia.

W ostatnim okresie w krajowym systemie elektroenergetycznym doszło do szeregu awarii transformatorów sieciowych spowodowanych uszkodzeniem przepustów izolatorowych. Izolatory przepustowe są elementem wyposażenia transformatora. Z punktu widzenia niezawodnej pracy transformatora stanowią one niezwykle ważny jego element. Statystyki światowe potwierdzają, że uszkodzenia przepustów izolatorowych stanowią od 10 % do 40 % całkowitej liczby uszkodzeń transformatorów energetycznych. Większość uszkodzeń izolatorów przepustowych w transformatorach to uszkodzenia nagłe, które nie można wykryć metodami diagnostyki *off-line*. Eksploatowane w systemie

elektroenergetycznym transformatorowe izolatory przepustowe na napięcie 110 kV, 220 kV, 400 kV to głównie przepusty z izolacją papierowo-olejową w osłonie porcelanowej (*przepusty typu OIP*). W odniesieniu do przepustów izolatorowych typu OIP szacowany statystycznie przedział czasowy eksploatacji, dla którego występuje największe uszkodzeń to przedział pomiędzy 15 a 25 rokiem eksploatacji. W grupie izolatorów przepustowych 110 kV główną przyczyną uszkodzeń to wystąpienie nieszczelności. W przypadku izolatorów przepustowych 220 kV i 400 kV dominują uszkodzenia typu dielektrycznego, objawiające się zwiększoną wartością tg $\delta$ , które w szeregu przypadkach prowadzą do eksplozji izolatora i niekiedy do pożaru transformatora. Eksplodujące odłamki porcelany izolatora powodują z reguły uszkodzenia porcelany pozostałych przepustów bądź aparatury elektroenergetycznej zainstalowanej w sąsiednich polach stacji elektroenergetycznej.

W ostatnim okresie w nowych transformatorach instalowane są przepusty izolatorowe typu suchego (*przepusty typu ERIP*) z izolacją papierową nasączoną żywicą epoksydową w osłonie kompozytowej tj. ze szkła epoksydowego pokrytego gumą silikonową. W przypadku eksplozji przepustu typu ERIP praktycznie nie występuje zagrożenie pożarowe oraz brak jest narażeń związanych z rozrzutem porcelany. Kompozytowe przepusty izolatorowe są zarazem kilkakrotnie lżejsze od przepustów porcelanowych. Stosunkowo krótki okres eksploatacji tego typu przepustów izolatorowych nie pozwala jeszcze na ich pełną ocenę odnośnie trwałości i żywotności.

### Transformatory piecowe

Transformatory piecowe służą do zasilania elektrycznych pieców hutniczych typu łukowego, indukcyjnego itp. Uwarunkowania technologiczne procesów hutniczych wymagają regulacji prądów zasilania pieców. Zachodzi zatem konieczność wyposażenia transformatora piecowego w podobciążeniowy przełącznik zaczepów bądź w dodatkowy układ transformatora regulacyjnego. W trakcie cyklu hutniczego procesu technologicznego transformator piecowy charakteryzuje praca o dużych zmianach wartości prądów obciążenia. Jednocześnie stan obciążenia transformatora piecowego jest silnie niesymetryczny.

Odbiornik tego typu jak piec elektryczny łukowy negatywnie wpływa na pracę systemu elektroenergetycznego powodując:

- wystąpienie wyższych harmonicznych w napięciu i prądzie zasilania transformatora piecowego,
- wahania napięcia w sieci zasilającej transformator piecowy.

Eliminacja negatywnych skutków oddziaływania pieca elektrycznego na system elektroenergetyczny wymaga:

- poprawnego doboru transformatora piecowego,
- zastosowania filtrów wyższych harmonicznych prądów zasilania transformatora piecowego
- odpowiedniego skompensowania mocy bierniej pobieranej przez piec elektryczny.

Specyfika pracy pieca elektrycznego powoduje, że uzwojenia transformatora piecowego podlegają skokowym oddziaływaniom elektrodynamicznym w trakcie cyklu pracy pieca. Prowadzi to do stosunkowo szybkiego obniżenia wytrzymałości mechanicznej usztywnień i mocowań uzwojeń transformatora. Powstałe chwilowe przeciążenia poszczególnych faz transformatora przy jego niesymetrycznym obciążeniu powodują bardzo często wypalenia styków podobciążeniowego przełącznika zaczepów. Układ izolacyjny uzwojeń transformatora piecowego jest silnie narażony na przebiecia powstałe od wyższych harmonicznych wskutek zjawiska ferorezonansu.

Statystyka awarii transformatorów piecowych zainstalowanych w krajowym systemie elektroenergetycznym pozwala stwierdzić, że główne przyczyny ich awarii to:

- uszkodzenia podobciążeniowego przełącznika zacsepów, w tym głównie wypalenia styków,
- zwarcia zwojowe w uzwojeniach w wyniku degradacji izolacji zwojowej.

Narażenia eksploatacyjne jakim podlegają transformatory piecowe powodują, że średni okres ich bezawaryjnej pracy jest zdecydowanie krótszy w porównaniu z pozostałymi transformatorami.

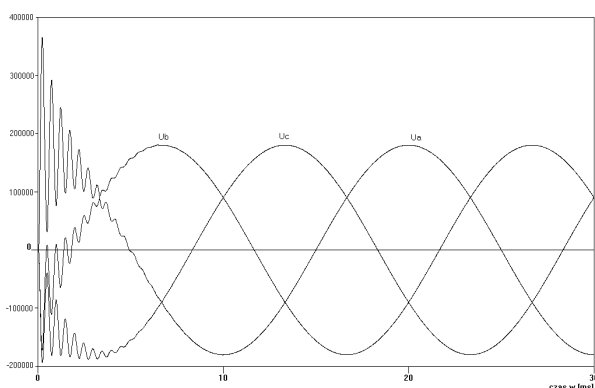
### Uszkodzenia transformatorów

#### Uszkodzenie układu izolacyjnego

Wewnętrzne przepięcia łączeniowe mogą być jedną z przyczyn uszkodzenia izolacji zwojowej transformatora energetycznego. W krajowej elektrowni na bloku energetycznym 230 MW doszło do awarii dwóch nowych zmodernizowanych transformatorów blokowych w odstępie 15-tu miesięcy. Analiza przebiegu tych awarii potwierdziła, że przyczyną awarii było wystąpienie zwarć zwojowych (rys. 1) w uzwojeniu GN 220 kV transformatorów.



Rys. 1. Zwarcie zwojowe w cewce GN 220 kV transformatora blokowego



Rys.2. Obliczeniowe napięcia na zaciskach uzwojeń fazowych strony GN 220 kV transformatora blokowego w trakcie procedury włączenia do systemu

Zwarcia te zostały spowodowane lokalnym obniżeniem wytrzymałości elektrycznej izolacji zwojowej, w wyniku występowania przepięć łączeniowych. Taką możliwość wystąpienia przepięć stwarza układ wyprowadzenia mocy bloku energetycznego oraz procedura odłączenia nieobciążonej linii napowietrznej wyprowadzenia mocy 220 kV wraz z transformatorem blokowym i

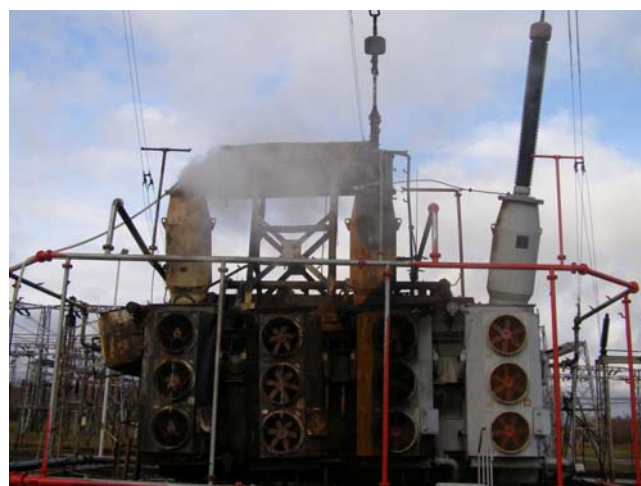
transformatorem potrzeb własnych bloku. Przeprowadzone komputerowe obliczenia symulacyjne wykazały, że w trakcie włączenia nieobciążonego transformatora blokowego wraz z linią przesyłową 220 kV i transformatorem potrzeb własnych bloku do systemu elektroenergetycznego, na zaciskach uzwojeń strony pierwotnej 220 kV transformatora blokowego może wystąpić przepięcie (rys. 2) o wartości ok.  $1,9 U_{N1}$ .

#### Uszkodzenie przepustu izolatorowego

W trakcie normalnej pracy transformatora sieciowego o mocy znamionowej 250 MVA doszło do awarii, która została spowodowana przebiciem doziemnym w części kondensatorowej izolatora przepustowego strony 400 kV. W wyniku silnego wyładowania łukowego nastąpił szybki rozkład oleju znajdującego się w przepuście i gwałtowny wzrost ciśnienia gazów jako produktów rozkładu oleju. Doprowadziło to eksplozji osłony porcelanowej przepustu i zapalenia się oleju oraz izolacji papierowej nasyconej olejem. Bardzo szybko po eksplozji przepustu izolatorowego doszło do wyraźnego rozprzestrzenienia się pożaru transformatora (rys.3), ponieważ powstały pożar był „zasilany” olejem z kadzi transformatora wskutek jej rozszczelnienia.



Rys. 3. Pożar transformatora w wyniku eksplozji przepustu izolatorowego strony 400 kV



Rys. 4. Transformator po eksplozji przepustu izolatorowego i pożarze

Bardzo duży zakres uszkodzeń transformatora w wyniku powstałej awarii został spowodowany głównie rozległym i długotrwałym pożarem (rys. 4). Należy podkreślić, że eksplozja przepustu izolatorowego innej fazy strony 400 kV tego samego transformatora kilka lat wcześniej, skutkowałą

tylko rozerwaniem głowicy przepustu. Uszkodzone przepusty izolatorowe strony 400 kV transformatora miały bardzo długi okres eksploatacji. Celowym zatem wydaje się zwiększenie częstości badań okresowych izolatorów przepustowych i ewentualne rozszerzenie zakresu badań o pomiary termowizyjne oraz wykorzystanie metod stosowanych do badań izolacji papierowo-olejowej transformatora np. analiza DGA próbki oleju pobranego z przepustu izolatorowego. Zastosowanie suchych izolatorów przepustowych (rys. 5) ogranicza ryzyko eksplozji izolatora i wystąpienia pożaru transformatora.



Rys. 5. Transformator z kompozytowymi (suchymi) przepustami izolatorowymi strony 400 kV



Rys. 6. Przemieszczony w wyniku awarii podobciążeniowy przełącznik zaczełów autotransformatora o mocy 500 MVA

### Uszkodzenie podobciążeniowego przełącznika zaczełów

W trakcie pracy autotransformatora sieciowego o mocy znamionowej 500 MVA, na skutek obniżenia wytrzymałości izolacji papierowo-olejowej doszło do zwarcia dwufazowego pomiędzy odpływami uzwojenia regulacyjnego dwóch faz, które ostatecznie przekształciło się w zwarcie dwufazowe z doziemieniem. Podczas awarii nastąpiło zerwanie wszystkich membran komór głowic przełączników zaczełów, wyrwanie górnej pokrywy (kołnierza) przełącznika jednej z faz, przy czym sam przełącznik wpadł do środka kadzi głównej transformatora (rys. 6). W wyniku wystąpienia bardzo dużych sił elektrodynamicznych w trakcie awarii nastąpił silny „wstrząs” wszystkich trzech przełączników zaczełów, powodując uszkodzenie wszystkich izolatorów przepustowych strony górnego i dolnego napięcia transformatora.

Przedstawiona awaria pozwala zwrócić uwagę na szczególnie ważną rolę okresowych badań diagnostycznych w utrzymaniu poprawnego stanu technicznego i wysokiej dyspozycyjności transformatora.

### Podsumowanie

Przedstawione w artykule główne przyczyny oraz przykłady uszkodzeń transformatorów energetycznych pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym pozwalają stwierdzić, że jakość i poprawność procesów technologicznych w trakcie produkcji bądź remontu transformatora ma zasadniczy wpływ na czas jego bezawaryjnej eksploatacji. Systematyczne prowadzenie okresowych badań i pomiarów diagnostycznych daje gwarancję na poprawną ocenę bieżącego stanu technicznego transformatora, a tym samym utrzymanie wysokiej dyspozycyjności transformatora w systemie elektroenergetycznym.

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

### LITERATURA

- [1] Buchacz J., Szymański Zb., Warczyński P.: *Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową*. Materiały konferencyjne: Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów. Wista-Jawornik 2010, ss. 143-156.
- [2] Glinka T.: *Wpływ warunków eksploatacji na niezawodną pracę transformatora blokowego*. Zeszyty Problemowe „Maszyny Elektryczne” BOBRME Nr 94, Katowice 2012, ss. 131-137.
- [3] Kapinos J.: *Evaluation of technical condition of power transformer*. XII International Symposium on Electric Machinery in Prague, ISEM'2004, 08-10 Sept. 2004, Prague, pp.52-59.
- [4] Kapinos J.: *Uszkodzenia eksploatacyjne transformatorów energetycznych*. XLVI Międzynarodowe Sympozjum Maszyn Elektrycznych, SME'2010, Gliwice-Ustroń 21-24.06.2010, Zeszyty Problemowe „Maszyny Elektryczne” BOBRME Nr 88, Katowice 2010, ss. 201-207.
- [5] Kapinos J.: *Zagrożenia eksploatacyjne transformatora energetycznego spowodowane uszkodzeniem przepustu izolatorowego*. Zeszyty Problemowe „Maszyny Elektryczne” BOBRME Nr 96, Katowice 2012, ss. 139-145.
- [6] *Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów*.

**Autorzy:** Prof. dr hab. inż. Tadeusz Glinka (E-mail: [tadeusz.glinka@polsl.pl](mailto:tadeusz.glinka@polsl.pl)), dr hab. inż. Bronisław Drak, prof. Pol. Śl. (E-mail: [bronislaw.drak@polsl.pl](mailto:bronislaw.drak@polsl.pl)), dr inż. Jan Kapinos (E-mail: [jan.kapinos@polsl.pl](mailto:jan.kapinos@polsl.pl)). Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, ul. Akademicka 10A, 44-100 Gliwice