



Jerzy SŁOWIKOWSKI

Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego, Warszawa

Przyczynek do zarządzania ryzykiem olejowych transformatorów mocy

Streszczenie. Na przykładach hermetycznych transformatorów rozdzielczych i niehermetyzowanych transformatorów średniej mocy rozpatrzono dwa sposoby zarządzania ryzykiem, a mianowicie: przy zastosowaniu ogólnego modelu ryzyka oraz – metodą zwiększania długości życia poszczególnych jednostek.

Abstract. (Contribution to the oil power transformers risk management). On the examples of sealed distribution transformers and free breathing middle power transformers, two methods of risk management are considered: the first one – using the general risk model and the second one – by “increasing of technical lifetime”.

Słowa kluczowe: olejowe transformatory mocy, zarządzanie ryzykiem, metoda przedłużania okresu życia.

Keywords: oil power transformers, risk management, increased lifetime method.

Wstęp

Zasada maksymalnego zysku stosowana obecnie przez każde przedsiębiorstwo energetyczne jest konsekwencją deregulacji rynku energii. Czynnikiem stymulującym kierowanie się tą zasadą jest ryzyko poniesienia strat finansowych w następstwie nie wywiązania się przez przedsiębiorstwo z warunków umowy zawartej z odbiorcą energii.

Praktyka dostarczyła już przykłady przesadnego kierowania się w/w zasadą, które w skrajnych przypadkach skutkowały dużymi awariami.; „likwidacja” szkód tych awarii leżała poza możliwościami wypłat odszkodowań przez firmy ubezpieczeniowe.

Współcześnie, koszta ubezpieczeń energetycznych bywają tak wysokie, że niektóre przedsiębiorstwa podejmują ryzyko rezygnacji z niektórych ubezpieczeń, zwłaszcza – dotyczących poszczególnych urządzeń. Dotyczy to w szczególności tych przypadków, w których w rozpatrywanym łańcuchu niekorzystnych zdarzeń, uszkodzenie danego urządzenia nie wywrze wpływu na dotrzymanie warunków umowy z odbiorcą energii.

Powyższy przykład wskazuje na indywidualny charakter ustalania strategii działania przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne. O zakresie i sposobach tego działania decyduje analiza ryzyka. Antycypacja poziomu tego ryzyka jest zadaniem indywidualnym dla każdego przedsiębiorstwa. Jeśli poziom ten, z punktu widzenia przedsiębiorstwa okaże się za wysoki, niezbędne staje się podjęcie kroków do jego zmniejszenia. Ta działalność przedsiębiorstwa nosi nazwę „zarządzania ryzykiem”.

Według przytoczonej w Publikacji CIGRE No 248 [1] definicji P.L. Bernsteina [2]: „Istotą zarządzania ryzykiem jest maksymalizacja obszaru (danych – przyp. Aut.), nad którym mamy kontrolę i minimalizacja obszaru, którego dane pozostają przed nami ukryte.”.

Wspomniana powyżej publikacja CIGRE [1] wyjaśnia, że „analiza ryzyka składa się z trzech etapów, a mianowicie:

- wyselekcjonowania zdarzeń powodujących zagrożenie lub scenariuszy (łańcucha tych zdarzeń – przyp. Aut.) do poddania ich analizie,
- określenie prawdopodobieństwa wystąpienia w/w zdarzeń w drodze estymacji częstości lub prawdopodobieństwa ich pojawiania się,
- określenie finansowych konsekwencji wyselekcjonowanych zdarzeń”.

Realizacja tych etapów, w pewnych systemach zarządzania eksploatacją dużych populacji transformatorów jest możliwa; w pewnych przypadkach natomiast, napotyka na tak duże trudności, że staje się trudna do praktycznego zastosowania.

W dalszym ciągu tekstu referatu autor rozpatruje możliwości zastosowania powyżej opisanej analizy ryzyka w dwóch przypadkach:

- zarządzania eksploatacją dużej populacji hermetycznych transformatorów rozdzielczych ^{1/} oraz
- zarządzania eksploatacją populacji transformatorów średniej mocy ^{2/}

Przykład jednej z metod zarządzania ryzykiem populacji rozdzielczych transformatorów hermetycznych nie wyposażonych w przełączniki zabezpieczające (wg normy PN - EN 50216-3 [5])

Dzięki szczelnej konstrukcji transformatora, zabezpieczającej jego wnętrze od kontaktu z powietrzem atmosferycznym, wyeliminowany zostaje wpływ dwóch czynników przyspieszających proces starzenia układu izolacyjnego tj. tlenu i wilgoci; ponadto w przypadku wilgoci – obniżenia wytrzymałości elektrycznej oleju.

Dzięki temu, trwałość oleju, a także materiałów syntetycznych takich jak emalia przewodów nawojowych, folia izolacyjna i tp., staje się większa aniżeli trwałość izolacji celulozowej. Udział izolacji celulozowej w tego typu transformatorach bywa różny w zależności od konstrukcji uzwojeń, zaś wilgoć, będąca produktem termicznego rozkładu celulozy, wydziela się, jak wiadomo, [6,7], w sposób znaczący dopiero w końcowym etapie starzenia tej izolacji i jej ilość nie przekracza 2% masy papieru lub preszpanu, tj. poziomu, który praktycznie nie pogarsza właściwości eksploatacyjnych transformatora [8,9].

1. Zgodnie z „Ramową Instrukcją Eksploatacji Transformatorów Mocy” [3] nazwę jednostek hermetycznych noszą transformatory olejowe, pozbawione konserwatora, w których dylatacja oleju kompensowana jest przez radiatory wykonane z blachy falistej; hermetyzowanymi - określa się jednostki wyposażone w konserwator z przeponą oddzielającą powierzchnię oleju od kontaktu z powietrzem.

2. Zgodnie z normą PN – IEC 60354[4] autor przyjął podział transformatorów na : rozdzielcze – o mocy $\leq 2,5$ MVA., o górnym napięciu znamionowym ≤ 33 kV bez podobciążeniowego przełącznika zaczepów, średniej mocy ($> 2,5 - \leq 100$ MVA) i dużej mocy (> 100 MVA).

Po uzyskaniu pozytywnych doświadczeń z eksploatacji transformatorów hermetyzowanych, uznano za zbędne [3] poddawanie ich badaniom diagnostycznym. Nie zrezygnowano natomiast, co jest oczywiste, z przeglądów zewnętrznych. Jednostka, w której w drodze oględzin, stwierdza się występowanie wycieku oleju, wymaga jak najszybszej wymiany. Usunięcie wycieku powinno być dokonane w odpowiednich warunkach, które zapewnić może baza remontowa lub fabryka. Awaryjność transformatorów hermetyzowanych jest mała. Analiza przyczyn uszkodzeń i ich częstości, a także związanych z tą awaryjnością strat, stanowią podstawę do zarządzania ryzykiem eksploatacji konkretnej populacji transformatorów.

Wystarczy częstość uszkodzeń zamienić na prawdopodobieństwo:

$$(1) \quad p_i = \frac{f_i}{n}$$

gdzie:

- p_i – prawdopodobieństwo i -tego rodzaju uszkodzenia transformatora,
- f_i – częstość danego rodzaju uszkodzenia w określonym czasie,
- n – liczba zainstalowanych transformatorów.

Ryzyko poniesienia strat wskutek i -tego rodzaju uszkodzenia w określonym czasie R_i wyrazi się wzorem:

$$(2) \quad R_i = p_i S_i$$

gdzie: S_i - uśredniona wartość strat finansowych poniesionych przez przedsiębiorstwo energetyczne, przypadająca na uszkodzoną jednostkę, która uległa i -tego rodzaju uszkodzeniu.

Tego rodzaju obliczenia są również użyteczne przy analizie oszczędności, jakie przynosi stosowanie wspomnianych na wstępie przekładników zabezpieczających. Przy zastosowaniu opisanej powyżej metody zarządzania ryzykiem, należy się liczyć, że w przeważającej liczbie przypadków, „końcem życia” jednostki będzie jej uszkodzenie w czasie eksploatacji. W większości przypadków – będzie się to łączyć z wystąpieniem zwarcia wewnętrznego.

Ze względów ekologicznych odpowiednia konstrukcja kadzi i odpowiednie zabezpieczenia powinny uchronić przed skażeniem środowiska spowodowanym ewentualnym rozszczelnieniem kadzi.

Jedną z ważnych zalet transformatorów hermetycznych instalowanych na terenach zalewowych jest to, że po ustąpieniu powodzi, wystarczy je umyć, starannie oczyścić i osuszyć izolatory; po tych zabiegach nadają się one do włączenia do ruchu.

Wariant strategii zarządzania ryzykiem eksploatacji niehermetyzowanych transformatorów średniej mocy o górnym napięciu znamionowym 110 kV, wyposażonych w podobciążeniowy przełącznik zaczepów.

Populacja, wymienionych w tym rozdziale transformatorów, pracujących w polskich sieciach elektroenergetycznych, jest bardzo liczna. Są wśród nich zarówno jednostki nowe jak i jednostki, których okres eksploatacji wynosi ok. 35 lat, przy czym wiele jednostek, o okresie eksploatacji przekraczającym 20 lat wykazuje, jak na swoją długość życia, stosunkowo małe zużycie izolacji celulozowej¹⁷. Przykładowo, zużycie izolacji grupy piętnastu transformatorów zainstalowanych w sieci jednego z większych miast w Polsce, których okres eksploatacji zawierał się w granicach od 20 do 35 lat, wyniosło od 20 do 60% [10]. Jednostki te ponadto, nie zestarzały się na tyle „moralnie” tj. pod względem wartości parametrów

techniczno-ekonomicznych, ażeby zachodziła potrzeba ich wymiany. Pozostaje natomiast problem długookresowej niezawodności tych transformatorów.

Cytowana na wstępie publikacja CIGRE nr 248 [1], w takim przypadku, jako jeden ze sposobów zarządzania proponuje metodę „zwiększania długości życia jednostki pod warunkiem zachowania odpowiedniego poziomu ryzyka”. Jako jedno z uzasadnień stosowania w/w metody publikacja stwierdza, że „nic tak nie przysparza oszczędności przedsiębiorstwu energetycznemu jak zwłoka w inwestowaniu w odbudowę parku urządzeń” pod warunkiem, że „zwłoka taka nie pociągnie za sobą znaczącego wzrostu ryzyka”.

Wracając do rozpatrywanego przez autora przykładu grupy „starych” transformatorów, stwierdzono, że zawilgocenie w nich izolacji papierowej wynosiło od 2 do 4%, zaś olej, tak pod względem zestarzenia jak i wytrzymałości elektrycznej, spełniał wymagania „Ramowej Instrukcji Eksploatacji” [3].

Współcześnie jednak zaostrza się wymagania dotyczące m.in. granicznej wartości liczby kwasowej ponieważ wytrącanie się osadu lub szlamu w transformatorach uważa się za niedopuszczalne (norma IEC 60422 – w druku). Wiadome jest ponadto, że zestarzony olej o liczbie kwasowej przekraczającej 0,1 mg KOH/g oddziałuje na papier izolacyjny przyspieszając jego starzenie.

Jeśli chodzi o zawartość wody w izolacji papierowej, to trzeba się liczyć z tym, że przy przekroczeniu 2% temperatura bąblowania pęcherzy pary wodnej z izolacji papierowej występująca w stanach przeciążeniowych transformatora, spada poniżej 140°C, a więc następuje ograniczenie zdolności przeciążeniowej transformatora. Bąblowanie to stwarza zagrożenie rozwojem wyładowań niezupełnych, który może doprowadzić do przebicia układu izolacyjnego

Powyżej 2% zawilgocenia – poza przyspieszeniem procesu starzenia izolacji, wzrasta ponadto prawdopodobieństwo kondensacji wody rozpuszczonej w oleju, gdy olej znajdujący się w obiegu chłodzącym styka się z silnie schłodzoną powierzchnią radiatorów (np. na skutek opadów śniegu z deszczem); obecności małych kropli a raczej aglomeratów cząsteczek wody, przypisuje się rozrzut wartości napięcia przebicia próbek pobranych z transformatora, a tym samym – obniżenie średniej wartości tego napięcia [8].

Kontakt oleju z powietrzem atmosferycznym w transformatorze nie hermetyzowanym powoduje stopniowe rozpuszczanie się tlenu w oleju. Powoduje to znaczne przyspiesza procesy utleniania (starzenia) oleju.

Jak wynika z powyższego, określenie długookresowej niezawodności „starego” transformatora nie jest łatwe biorąc ponadto pod uwagę dodatkowo ewentualność rozluźnienia uzwojeń, które skutkuje zmniejszeniem ich wytrzymałości zwarciowej.

Optymalnym sposobem przedłużania życia długo pracującego transformatora jest zatem poddanie go suszeniu w celu obniżenia poziomu zawilgocenia do wartości mniejszej od 2%, ewentualne dokonanie wymiany oleju, doprasowanie uzwojeń oraz hermetyzacja.

W przypadku grupy transformatorów jest to zadanie, które może być rozłożone w czasie; kolejność w poddawaniu transformatorów w/w zabiegom powinna być stymulowana rodzajem i intensywnością a także szybkością rozwoju występujących w nim defektów wykrytych metodą DGA i możliwościami finansowymi przedsiębiorstwa.

1. zużycie – liczone w procentach spadku wytrzymałości mechanicznej papieru na zerwanie.

Wnioski

Przedstawione dwa przykłady wskazują jak istotną rolę w zarządzaniu ryzykiem odgrywa strategia przyjęta przez przedsiębiorstwo energetyczne i założony, przez to przedsiębiorstwo, poziom ryzyka.

O sposobie i rozmiarze działań dążących do zmniejszenia ryzyka poniesienia strat decyduje ocena stanu posiadanego majątku, na którą składają się nie tylko wyniki badań diagnostycznych i porównanie tych wyników z zaleceniami norm lub instrukcji, ale także analiza warunków ruchowych, w tym przede wszystkim obciążeń oraz liczby i przyczyn awarii.

Diagnoza i wynikające z niej zalecenia będą tym bardziej precyzyjne, im diagnozujący będzie dysponować większą liczbą danych z badań zarówno bieżących jak i dokonywanych wcześniej, a także, historią transformatora, w szczególności - historią zwarć zewnętrznych, obciążeń i przeciążeń, występujących przepięć a także zabiegów prewencyjnych dokonywanych przez właściciela, takich jak np. uzdatnianie oleju.

Przy rozpatrywaniu celowości remontu, należy brać pod uwagę uzyskanie tą drogą wydłużenie okresu życia transformatora pod warunkiem zachowania odpowiednio niskiego stopnia ryzyka.

LITERATURA

- [1] Guide on economics of transformer management, *CIGRE, Publication No. 248, Working Group A2.20, June 2004*

- [2] Bernstein P.L., *Against the gods. The remarkable history of risk, John Wiley a. sons. Inc. 1996, 1998*
- [3] Ramowa Instrukcja Eksploatacji transformatorów. *Energopomiar - Elektryka, Gliwice 2001*
- [4] PN-IEC60354, Przewodnik obciążania transformatorów olejowych, 1999
- [5] PN-EN 50216-3 Wyposażenie transformatorów i dławików cz.3. Przekładnik zabezpieczający do transformatorów i dławików hermetycznych olejowych bez poduszki powietrznej.
- [6] Fabre J., Pichon A., *Deteriorating Processes and Products of Paper In Oil. Application to Transformers. CIGRE, 1960*
- [7] Słowikowski J., Dybowski L., *Możliwości wyeliminowania badań okresowych hermetyzowanych transformatorów rozdzielczych. Seminarium n.t. badań diagnostycznych transformatorów, Jaszowiec, 1975*
- [8] Słowikowski J., Zawilgocenie transformatora; przyczyny, skutki, współczesne kryteria oceny. *Konferencja Naukowo-Techniczna „Transformatory w eksploatacji”, Sieniowa, kwiecień 2003*
- [9] Life Management Techniques for Power Transformers, Working Group A2.18, *Publication 227 CIGRE, June 2003*
- [10] Słowikowski J., Wyniki badań diagnostycznych stopnia zawilgocenia i zesterzenia izolacji transformatorów o długim okresie eksploatacji, *Konferencja Naukowo-Techniczna, Kołobrzeg--Dźwirzyno, kwiecień 2005, „Energetyka”, zeszyt tematyczny nr VI, 2005.*

Autor: Jerzy Słowikowski mgr.inż, em. doc., b. pracownik Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki oraz OBR Energokabel, Distinguished Member of CIGRE, obecnie Przewodniczący KT PKN : „Materiały Elektroizolacyjne”.