

doi:10.15199/48.2015.10.17

Zastosowanie systemu ochrony przeciwwybuchowej Transformer Protector na przykładzie realizacji projektu budowy zespołu transformatorów TOBNLa 156000/240 i TONRLa 6000/13,8

Streszczenie. W referacie, na przykładzie realizacji produkcji zespołu transformatorów TOBNLa 156000/240 i TONRLa 6000/13,8 przez EthosEnergy Poland S.A. dla Elektrowni Szczytowo-Pompowej Porąbka-Żar, przedstawiono implementację i techniczną realizację systemu ochrony przeciwwybuchowej TRANSFORMER PROTECTOR (TP) firmy SERGI. Przedstawiono ideę i sposób działania systemu TP oraz poszczególne fazy realizacji projektu, od procesu uzgodnień technicznych poprzez montaż, testy, do procesu uruchomienia transformatorów z zainstalowanym systemem przeciwwybuchowym w jego pierwszej instalacji w Polsce.

Abstract. This paper presents implementation and technical realization, by EthosEnergy Poland S.A., of the anti-explosion technology TRANSFORMER PROTECTOR (TP) produced by SERGI France, on the example of the TOBNLa 156000/240 and TONRLa 6000/13,8 transformers unit. Conception and modes of work of the TP as well as all the phases of the project, from technical discussions with the client, through assembly, tests to commissioning of the transformers with the first SERGI technology were described. **Implementation and technical realization, by EthosEnergy Poland S.A., of the anti-explosion technology TRANSFORMER PROTECTOR**

Słowa kluczowe: transformator blokowy, eksplozja, łuk elektryczny, ochrona przeciwwybuchowa.

Keywords: GSU Transformer, explosion, electric arc, anti-explosion protection.

Wstęp

Transformatory są urządzeniami, które zazwyczaj pracują stabilnie i przy prawidłowym ich zaprojektowaniu oraz zachowaniu jakości podczas produkcji nie sprawiają problemów eksploatacyjnych, niejednokrotnie nawet przez kilkadziesiąt lat. Niemniej jednak, ze względu na zawartość oleju transformatorowego i jego palność, w sytuacjach poważnych awarii są źródłem szczególnego zagrożenia dla otoczenia. Do najpoważniejszych zagrożeń należy zaliczyć zwarcia wewnętrzne i eksplozje izolatorów. W wyniku zwarcia wewnątrz transformatora powstaje łuk elektryczny, który w przeciągu milisekund doprowadza do odparowania otaczającego go oleju, a wygenerowany gaz doprowadza do wzrostu ciśnienia statycznego wewnątrz kadzi, a to w efekcie doprowadza do eksplozji (Rys.1).



Rys.1. Uszkodzona kadź transformatora [1]

Podczas gdy mury ochronne otaczające transformator mogą zahamować eksplozję, a system gaśniczy stłumić wywołany pożar to jednak najistotniejsze z punktu widzenia eksploatacji jest uniknięcie zaistnienia takiej sytuacji, ponieważ zawsze wiąże się ona z poważnym uszkodzeniem transformatora, a niejednokrotnie z uszkodzeniem otaczających obiektów i stanowi zagrożenie dla ludzi i środowiska (Rys. 2).

Jak pokazuje praktyka możliwe jest ograniczenie negatywnych skutków zwarc wewnątrznych przez

zastosowanie odpowiednio skonfigurowanego i zainstalowanego systemu ochrony przeciwwybuchowej proponowanego przez firmę SERGI France.



Rys.2. Pożar transformatora na stanowisku

Stosowanie zwiększonej ochrony przeciwwybuchowej uzasadnione jest szczególnie w kilku przypadkach:

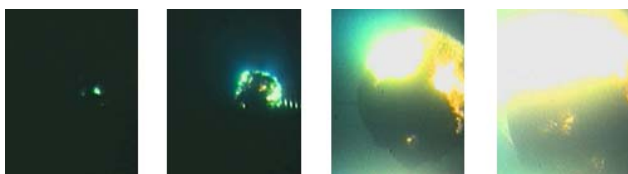
- zainstalowanie transformatora w strefie o szczególnych wymaganiach bezpieczeństwa np.: podziemne kawerny, strefy o bardzo wysokich temperaturach otoczenia, w zabudowie wielkomiejskiej, sąsiedztwie ważnych instalacji bądź obiektów,
- instalacji na transformatorach już pracujących, ale wymagających dodatkowej ochrony,
- transformatorów pracujących w warunkach przeciążeniowych.

Zastosowanie dodatkowej ochrony TRANSFORMER PROTECTOR (TP) jest możliwe we wszystkich tych sytuacjach.

W przypadku kontraktu realizowanego przez EthosEnergy Poland S.A. dla PGE Energia Odnawialna S.A. - Elektrownia Szczytowo-Pompowa Porąbka-Żar wpływ na instalację systemu miał pierwszy z wymienionych przypadków. Klient zawarł wymóg zainstalowania systemu ochrony przeciwybuchowej transformatorów na wszystkich zamawianych transformatorach. Ich docelowym miejscem instalacji były komory w podziemnych kawernach Elektrowni. Fakt ten przesądził o tym, że firma EthosEnergy pozyskując kontrakt otrzymała możliwość przeprowadzenia pierwszej polskiej instalacji systemu TRANSFORMER PROTECTOR (TP).

Podstawy opracowania logiki systemu TP przez firmę SERGI

Opracowanie metodologii działania systemu ma podstawy w przebiegu zjawisk fizycznych zachodzących podczas powstawania łuku elektrycznego. Po wystąpieniu zwarcia w transformatorze, następuje szybkie odparowanie oleju otaczającego łuk i powstaje pęcherz gazu (Rys.3). Jako że olej nie pozwala na jego ekspansję, pęcherz gazu znajduje się pod wysokim ciśnieniem w miejscu odparowywania. Różnica ciśnień pomiędzy pęcherzem gazu, a otaczającym go olejem generuje pierwszy pik ciśnienia dynamicznego, który w skutek oddziaływania na strukturę kadzi generuje fale ciśnienia dynamicznego. Te fale ciśnienia dynamicznego rozprzestrzeniają się w transformatorze, z prędkością dźwięku w oleju, powodując narastanie ciśnienia statycznego w kadzi.



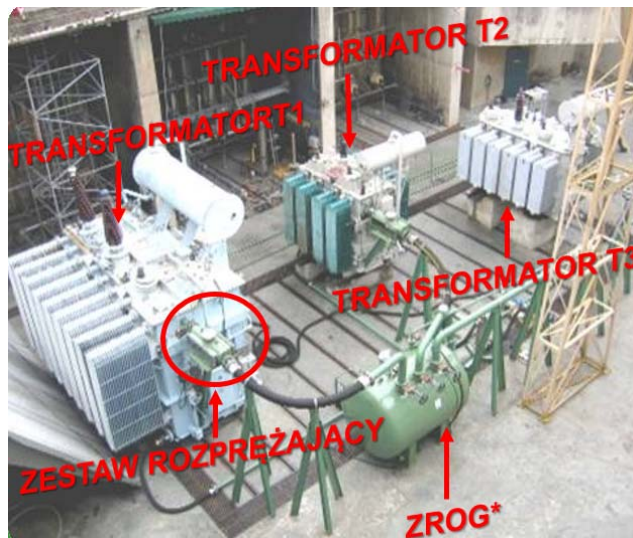
Rys.3. Pęcherz gazu (t = 3.66 / 4 / 5 / 6 ms po zwarcu) [2]

Po wstępnym odparowaniu oleju i powstaniu pęcherza gazu, łuk elektryczny nie jest już w bezpośrednim kontakcie z olejem transformatora, dlatego też jego dalsze odparowywanie jest ograniczone. Zamiast tego, energia łuku jest przeniesiona do gazu i powoduje jego podgrzanie, to z kolei prowadzi do powstania plazmy. Jednakże rozpadanie cząsteczek odparowanego oleju nie ma wyraźnego wpływu na generowanie fali ciśnienia tak jak w przypadku procesu wstępnego odparowania.

Testy doświadczalne

Pełne badania doświadczalne zostały przeprowadzone przez CEPEL, brazylijskie, niezależne Laboratorium Wysokiego Napięcia przy współpracy z SERGI. Ich celem było zrozumienie chronologii wydarzeń prowadzących do eksplozji transformatora i opracowanie szczegółów oraz weryfikacja systemu zapobiegającego eksplozji. Doświadczenia składały się z testów z łukami elektrycznymi generowanymi w 3 transformatorach olejowych o skali przemysłowej (do 5,3 m długości) posiadających wewnętrzne komponenty (uzwojenia, kable, itp.) i wyposażonych w różne czujniki (ciśnienia, temperatury, przyspieszenia, itp.). Duże rozmiary transformatorów umożliwiły szczegółowe zbadanie rozkładu nierównomiernego ciśnienia wewnątrz kadzi. W związku z faktem, iż eksplozje transformatorów są bardzo niebezpieczne i niekontrolowane, na czas testów zainstalowano system ochrony transformatora TP.

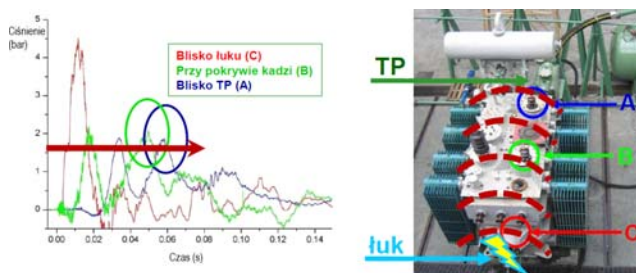
System ten, pokazany na rysunku 5 na zielono, bazował na bezpośredniej reakcji mechanicznej Zestawu Rozprężającego względem wewnętrznego ciśnienia dynamicznego kadzi wywołanego przez zwarcie.



*Zbiornik Rozdzielania Oleju i Gazu

Rys.5. Konfiguracja testów CEPEL

Na rysunku 6 przedstawiono doświadczalne profile ciśnienia, powstałe w wyniku zwarcia wewnątrz transformatora. Krzywe pokazują zmiany ciśnienia odnotowane w pobliżu czujników usytuowanych odpowiednio w pozycji A (po przeciwnej stronie generowanego łuku elektrycznego, blisko systemu ochrony), B (relatywnie blisko łuku elektrycznego) i C (w miejscu generowania łuku elektrycznego).

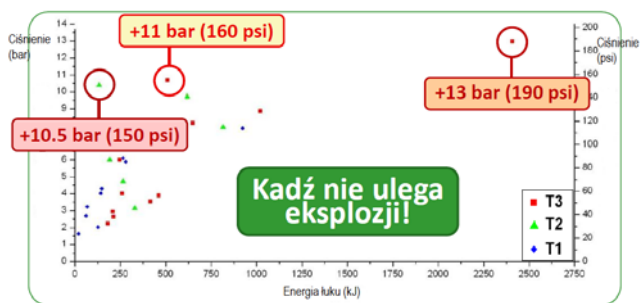


Rys.6. Rozwój ciśnienia względnego mierzonego w różnych miejscach kadzi

Przesunięcie fali uderzeniowej w zbiorniku można zatem łatwo śledzić na rysunku 6. Powstanie łuku w pozycji C powoduje pik wysokiego ciśnienia, który następnie rozprzestrzenia się i prowadzi do drugiego opóźnionego, piku w pozycji B, kończąc w pozycji A. Kolejne piki ciśnienia (mniejsze niż główny pik), mierzone przez każdy z czujników wynikają z fali ciśnienia odbijającej się od ścian kadzi. Udowodniono zatem doświadczalnie, że wzrost ciśnienia nie jest jednorodny w przestrzeni kadzi i, że fale ciśnienia rozprzestrzeniają się z określoną prędkością.

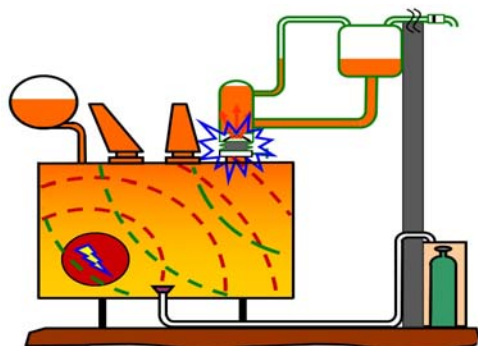
Podczas testów, czujniki mierzyły piki ciśnienia dochodzące nawet do 13 bar abs (1300 kPa) i nie odnotowano pęknięcia kadzi (patrz rysunek 7). Wynika to z charakteru ciśnienia, oddziałującego w tym momencie na kadź, w sposób miejscowy i przez bardzo krótki okres czasu (dalej zwanego ciśnieniem dynamicznym). Kadź jest odporna na wysokie piki ciśnienia dynamicznego.

Inaczej prezentuje się sytuacja w przypadku ciśnienia statycznego. Wytrzymałość kadzi transformatora na ciśnienie statyczne wynosi zwyczajowo 2,2 bar abs. (220 kPa). Innymi słowy, jeśli kadź transformatora zostanie poddana działaniu jednolitego i ustabilizowanego ciśnienia (dalej zwanego ciśnieniem statycznym) powyżej 2,2 bar (220 kPa) to ulegnie ona rozerwaniu (patrz np. [2] lub [3]).

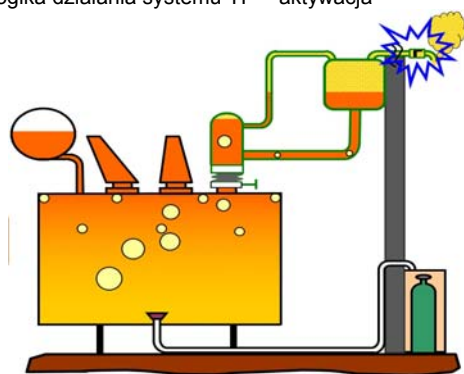


Rys.7. Maksymalne ciśnienie względne mierzone dla każdego testu względem energii łuku

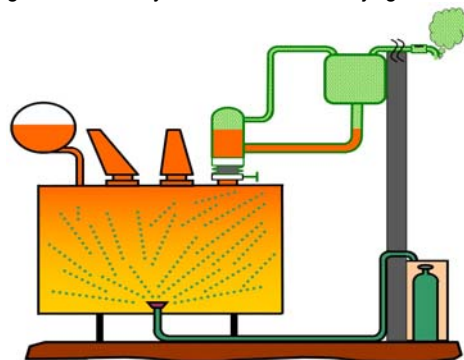
Przeprowadzone badania doświadczalne wykazały, iż strategia, opierająca się na aktywacji przez pierwszy pik ciśnienia dynamicznego i polegająca na szybkim rozprężeniu kadzi poprzez natychmiastową ewakuację oleju pozwala na zapobieganie eksplozji zanim wzrośnie ciśnienie statyczne. Podczas 34 testów, system TP za każdym razem ochronił transformator przed wybuchem bez trwałego odkształcenia kadzi [2].



Rys.8. Logika działania systemu TP – aktywacja



Rys.9. Logika działania systemu TP – ewakuacja gazów



Rys. 10. Logika działania systemu TP – wtrysk gazu obojętnego

Ogólna logika działania systemu TP

Rozwiązanie bazuje na bezpośredniej reakcji mechanicznej Zestawu Rozprężającego względem wewnętrznego ciśnienia dynamicznego kadzi wywołanego przez łuk elektryczny. Po wystąpieniu zwarcia, eksplozji udaje się zapobiec dzięki szybkiemu (milisekundy) rozprężeniu transformatora poprzez natychmiastowe odprowadzenie oleju do niezależnego zbiornika.

Pierwszy dynamiczny pik ciśnienia uaktywnia TP zanim wytworzone zostanie wysokie ciśnienie statyczne. Transformator jest więc chroniony przed eksplozją i pożarem. Gdy uaktywnione jest zabezpieczenie TP, wysyłany jest sygnał do Skrzynki Kontrolnej. Po odebraniu drugiego sygnału z jednego z elektrycznych zabezpieczeń transformatora, jak np., Buchholz, nagły przyrost ciśnienia lub zwarcie doziemne, Skrzynka Kontrolna TP inicjuje alarm do ręcznego lub automatycznego uaktywnienia wtrysku azotu do wnętrza kadzi transformatora.

Opis działania:

- Pierwszy dynamiczny pik ciśnienia fali udarowej wytworzony przez palący się łuk elektryczny uaktywnia TP zanim wzrośnie ciśnienie statyczne (Rys.8). Następuje rozerwanie Membrany Bezpieczeństwa, co pozwala na odprowadzenie mieszaniny oleju i łatwopalnych gazów wybuchowych.
- Mieszanina oleju i łatwopalnych gazów wybuchowych ewakuowana jest do Zbiornika rozdzielania oleju i gazu.
- Gazy, są następnie kierowane w bezpieczne miejsce, a olej wraca do kadzi (Rys. 9).
- Wtrysk azotu może być zainicjowany automatycznie jedynie jeśli panel sterowania i kontroli odbierze dwa niezależne sygnały. Pierwszy, na skutek rozerwania membrany bezpieczeństwa i drugi z jednego z elektrycznych zabezpieczeń transformatora.
- Wstrzyknięcie azotu trwa około 45 minut i pozwala na wypchnięcie pozostałych gazów eksplozywnych, oraz na doprowadzenie transformatora do bezpiecznego stanu, chroniąc personel utrzymania ruchu przed pożarem i wybuchem (efekt bazooka), przy otwieraniu transformatora po wypadku (Rys.10).

Implementacja systemu TP w projekcie transformatorów 156MVA i 6MVA

Projekt produkcji transformatorów dla czterech bloków Elektrowni Szczytowo-Pompowej Porąbka-Żar zawierał dwa różnego typu zestawy transformatorów, a tym samym musieli posiadać dwa różne układy zabezpieczeń TRANSFORMER PROTECTOR. Typowy układ dla pojedynczego transformatora o mocy 150MVA i rozbudowany, dla zespołu transformatorów 156MVA i 6MVA wraz z zainstalowanym podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów na transformatorze 6MVA. W związku ze specyfiką lokalizacji i wieloma ograniczeniami technicznymi projekt był realizowany w sposób nowatorski.

Projektowanie

Konstrukcja transformatora była projektowana w sposób zoptymalizowany z nastawieniem na redukcję wymiarów kadzi i jej elementów (np. kominków), a docelowo redukcję kosztów produkcji transformatora oraz instalacji systemu TP.

W celu prawidłowej konfiguracji elementów systemu, po stworzeniu wstępnej konstrukcji transformatora zorganizowano spotkanie techniczne przedstawicieli firm SERGI France i EthosEnergy Poland S.A., na którym dokonano analizy koncepcji wykonawczej projektu i uzgodniono ostateczną konfigurację systemu.

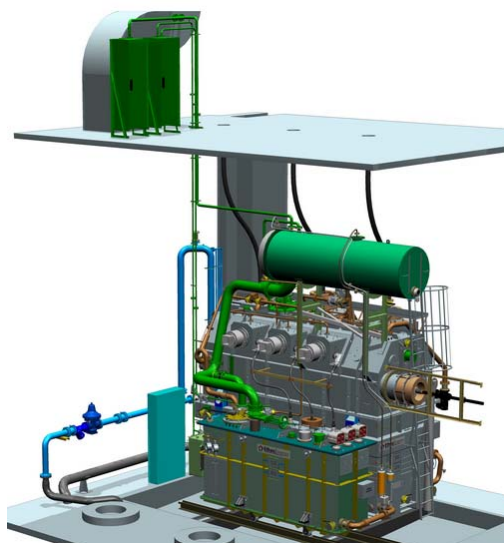
Najistotniejsze aspekty jakie wzięto pod uwagę to:

- Jeden wspólny system TP powinien pracować na zespół dwóch transformatorów – głównego 156MVA i pomocniczego o mocy 6MVA (transformatory połączone elektrycznie i poprzez układ chłodzenia).
- Transformator 6MVA posiada podobciążeniowy przełącznik zaczeów, który również powinien zostać objęty zabezpieczeniem.
- System ochrony transformatora zostanie rozbudowany o tzw. LCC (Liniowy Czujnik Ciepła) pozwalający na wczesną detekcję pożaru na zewnątrz transformatora.
- Wyrzut mieszaniny gazów i oleju w przypadku rozerwania Membrany bezpieczeństwa powinien następować do oddzielnej komory zainstalowanej przy konserwatorze.
- Skrzynka kontrolna oraz butle z azotem zostaną zainstalowane w odrębnych pomieszczeniach (poza komorą transformatorów).
- Wyrzut gazów wybuchowych do kanału wentylacyjnego nastąpi z jednoczesnym wyrzutem azotu neutralizującego gazy co pozwoli zredukować zagrożenie.

Powyższe zmiany wymagały przekonfigurowania typowej wersji systemu ochrony transformatora do zaistniałych kryteriów.

Wykonanie dokumentacji i montaż

Fazę projektu wykonawczego instalacji realizowali specjaliści firmy EthosEnergy opracowując projekt z użyciem projektowania 3D. Uzyskano dzięki temu szczegółowe odzwierciedlenie przebiegu instalacji na transformatorach poza komorą (Rys.11).

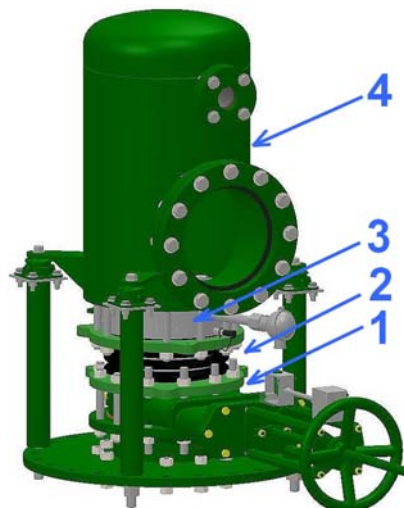


Rys.11. Model 3D transformatorów z instalacją TP.

Główne elementy systemu TP dostarczone przez firmę SERGI France stanowiące komponenty instalacji przeciwybuchowej to:

- Zestaw rozprężający kadzi (Rys.12).

Podstawowy element systemu TP, zawierający: membranę bezpieczeństwa (3), zawór rozdzielający (1), amortyzator (2) i komorę dekompresyjną (4). Został dostarczony jako gotowy zespół do montażu na transformatorze. Zawór znajdujący się przed membraną pozwala na bezpieczne jej odcięcie w czasie prac serwisowych na transformatorze. Kolejny komponent to amortyzator, wspomniana membrana bezpieczeństwa przedstawiona na rysunku 13, a następnie komora wyrzutu gazów i oleju z transformatora, która jest z kolei łączona z zbiornikiem rozdzielającym olej i gaz.



Rys.12. Zestaw rozprężający kadzi.



Rys.13. Membrana bezpieczeństwa.

- Zestaw rozprężający przełącznika (Rys.14).

Został zainstalowany na przełączniku firmy Reinhausen typu VV z komorami próżniowymi. Jest to nieco prostszy zestaw głównie dlatego, że zabezpiecza komponent o małej objętości oleju (około $\sim 270\text{dm}^3$). Wyrzut oleju i gazów w przypadku awarii i rozerwania membrany zabezpieczającej następuje do zbiornika rozdzielającego olej i gaz.

- Zbiornik rozdzielania oleju i gazu (Rys.15).



Rys.14. Zestaw rozprężający przełącznika.

W przypadku rozwiązania zastosowanego przez EthosEnergy Poland S.A. został on zlokalizowany w przedziale konserwatora w postaci niezależnej komory. Rozwiązanie to wybrano jako najbardziej optymalne ze względu na zajmowane przez zbiornik miejsce i prostotę prowadzenia rurociągów.



Rys.15. Konserwator z komorą rozdzielania gazu i oleju.

– Szafka TP (Rys. 16).

Zawiera butle z azotem i instalację aktywującą jego wstrzykiwanie do kadzi. Azot uwalniany jest po zadziałaniu aktywatora po otrzymaniu sygnału z skrzynki kontrolnej. Szafki TP zostały zlokalizowane nad komorą transformatora.



Rys.16. Zainstalowane szafki TP (widok zewnętrzny i wewnętrzny).

System TP zainstalowany na transformatorach 156 i 6 MVA został dodatkowo rozbudowany o funkcję równoległego wtrysku gazu obojętnego podczas wydalania gazów palnych do kanału wentylacyjnego. Stworzona została dodatkowa instalacja rurociągowa wprowadzająca gaz obojętny w strefie wyrzutu gazów palnych (Rys.17). Emisja azotu następuje jednocześnie z otrzymaniem sygnału o wprowadzaniu gazu obojętnego do wnętrza kadzi transformatora. Dzięki temu zapewniona zostaje pełna neutralizacja odprowadzanych gazów.

– Zawory jednokierunkowe (Rys.18).

Jest to element instalacji wtrysku gazu obojętnego do kadzi lub przełącznika zaczepów. Zapewnia jednokierunkowy przepływ azotu blokując wyciek oleju podczas normalnej pracy transformatora. Zainstalowano trzy zestawy zaworów dla zespołu transformatorów. Cały rurociąg doprowadzenia gazu został wypełniony olejem transformatorowym. W przypadku wtrysku gazu

eliminuje to możliwość dostania się powietrza do wnętrza transformatora.

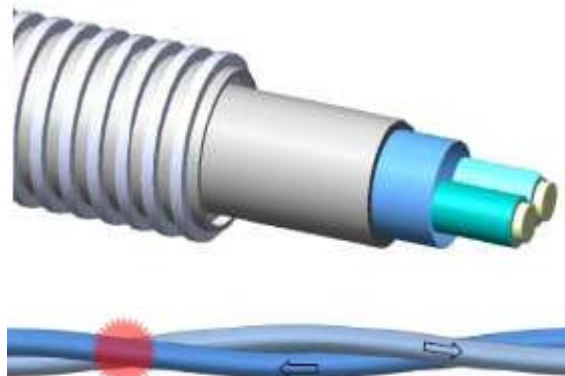


Rys.17. Wyprowadzenie gazów do rurociągu wentylacji.



Rys.18. Zawory jednokierunkowe

– Kabel Liniowego Czujnika Ciepła (LCC). Stanowi dodatkowy system prewencji, który ma na celu przekazanie sygnału o pojawieniu się pożaru poza kadzią transformatora.



Rys.19. Kabel Liniowego Czujnika Ciepła

Cała długość kabla Liniowego Czujnika Ciepła jest normalnie konwencjonalnym obwodem otwartym (Rys.19), a do jednego końca przewodu jest w sposób ciągły przyłożone niewielkie napięcie. Jeśli jakaś część kabla LCC jest narażona na wpływ ciepła o temperaturze powyżej nastawionej temperatury alarmowej, następuje przebicie polimeru czulego na ciepło i w tym punkcie pojawia się zwarcie. Przez zamkniętą pętlę popłynie prąd wysyłając w ten sposób alarm do Skrzynki kontrolnej. Kabel został rozmieszczony wokół pokrywy transformatora, kominków GN i przełącznika zaczeptów (Rys.20).



Rys.20. Prowadzenie kabla LHD na kołnierzu kadzi.

- Skrzynka kontrolna (Rys. 21).

Podstawowy element sterowania i obsługi systemu wyświetlający informacje o sygnałach pojawiających się w systemie zarówno z samego systemu TP jak i z zabezpieczeń transformatora. Umożliwia także obsłudze ręczne zainicjowanie wstrzykiwania gazu do kadzi.



Rys.21. Skrzynka kontrolna zespołu transformatorów.

Zatwierdzenia i testy

Wykonanie instalacji zarówno części mechanicznej jak i elektrycznej podlegało ciągłemu nadzorowi specjalisty EthosEnergy Poland S.A., który w tym celu przeszedł szkolenie w firmie SERGI France i uzyskał odpowiednią akredytację. Udało się zrealizować wszystkie punkty wymagań wykonawczych. Po wstępnych testach działania systemu TP zaproszono inżyniera certyfikującego firmy SERGI France, który po wykonaniu sprawdzeń i testów wydał certyfikat zezwalający na jego uruchomienie, bardzo

wysoko oceniając jakość wykonanej instalacji. Widok kompletnie zmontowanych transformatorów w komorze przedstawia rysunek 22.



Rys.22. Widok zespołu transformatorów 156 i 6 MVA w komorze.

Szkolenie obsługi

Ostatni etap to prezentacja i szkolenie pracowników ESP Porąbka-Żar w zakresie obsługi, prób okresowych i konserwacji elementów systemu. W celu łatwiejszej obsługi wszystkie opisy systemu TP oraz instrukcje użytkowników zostały przetłumaczone na język polski. Szkolenie obejmowało prezentację i praktyczne przedstawienie elementów systemu przez pracownika SERGI France.

Podsumowanie

Firma EthosEnergy Poland S.A. jako pierwsza przeprowadziła instalację systemu ochrony przeciwwybuchowej firmy SERGI France w Polsce. Aktualnie uruchomiono dwa bloki elektrowni, w których transformatory pracują z instalacją przeciwwybuchową TRANSFORMER PROTECTOR.

Znakomita współpraca firm pozwoliła na bezproblemowy przebieg montażu tego istotnego komponentu będącego składnikiem projektu budowy zespołu transformatorów 156 i 6 MVA. Zwiększono bezpieczeństwo eksploatacji transformatora w Elektrowni i uzyskano cenne doświadczenie pozwalające na przeprowadzenie kolejnych instalacji.

Na świecie pracuje już prawie 2500 systemów TP i wykazały one swoją praktyczną skuteczność podczas zaistniałych sytuacji awaryjnych. Od maja 2013 roku firma SERGI odnotowała 7 aktywacji systemu TP, każda z nich zakończona sukcesem. Dane zebrane podczas aktywacji potwierdzają skuteczność oraz szybkość reakcji TP udowodnioną doświadczalnie lub przy użyciu symulacji obliczeniowych [5]. Podczas aktywacji systemu w Elektrowni Wodnej Boguchanskaya w Rosji, TP zadział znacznie szybciej niż inne, standardowe zabezpieczenia transformatora – 5ms w prównaniu do 32ms dla przekaźnika różnicowego, 34ms dla przekaźnika Buchholz i 97ms dla pełnego otwarcia wyłącznika instalacyjnego [5].

TP może być instalowany na wszystkich transformatorach olejowych o mocy powyżej 1MVA, zarówno nowych jak i istniejących. Jednak jako główne kryteria decydujące o potrzebie instalacji systemu TP

należy wskazać, instalację transformatora pod ziemią, gdzie pożar stanowi szczególne niebezpieczeństwo oraz instalację w pobliżu budynków lub innych urządzeń, gdzie ewentualny pożar transformatora może potęgować straty finansowe, narażać życie ludzkie lub doprowadzić do zanieczyszczenia środowiska. W niektórych krajach przyjmuje się, iż instalacja systemu TP jest wykonywana na jednostkach powyżej pewnej ustalonej mocy (np. >100MVA). Ostateczna decyzja, należy jednak do użytkownika końcowego, który w tym celu może liczyć na wsparcie, doświadczenie oraz doradztwo firm EthosEnergy Poland S.A. i SERGI France.

LITERATURA

- [1] Perco D. Power Transformer Tank Rupture; *AEIC Conference Oct. 14*, (2009).
- [2] S. MULLER, R. BRADY, G. de BRESSY, P. MAGNIER, G. PERIGAUD, "Prevention of transformer tank explosion, Part 1: Experimental Tests on Large Transformers", *ASME PVP08 Conference*, (2008).
- [3] B. CULVER, K. FROELICH, L. WIDENHORN, Prevention of tank rupture of faulted power transformers by generator circuit

breakers, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 6, No. 1, (1996).

- [4] O. AHMED, A. GOJ, B. LANDIS, S. YOON "Fast Tank Depressurization Successful Operation During Short-Circuit on a 400 MVA Transformer during Operation. Comparison of Parameters Recorded during Transformer Internal Arcing Event with Computational Simulations", *Doble Engineering Company – Life of a Transformer Seminar*, (2014).
- [5] R. BRADY, S. MULLER, M. PETROVAN-BOIARCIUC, G. PERIGAUD, B.LANDIS, "Prevention of transformer tank explosion, Part 3: Design of Efficient Protections using Numerical Simulations", *ASME PVP09 Conference*, (2009).

Autorzy: dr inż. Maciej Wilk, EthosEnergy Poland S.A., ul. Powstańców Śląskich 85, 42-701 Lubliniec, E-mail: Maciej.Wilk@turbocare.pl;
mgr inż. Arkadiusz Kulik, EthosEnergy Poland S.A., ul. Powstańców Śląskich 85, 42-701 Lubliniec, E-mail: Arkadiusz.Kulik@turbocare.pl; mgr Anna Maternik-Demontoux, 186 avenue du General de Gaulle, P.O.Box 90, 78260 Areres, France E-mail: sales.eastern-europe@sergi-france.com.