

**Grzegorz DAŃBROWSKI¹, Sławomir SKRODZKI²,
Krzysztof WOLIŃSKI³**

PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.(1)(3)
Instytut Energetyki Warszawa(2)

Analiza działania zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN w wybranej spółce dystrybucyjnej w latach 2000 – 2009

W artykule przedstawiono strukturę zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN, opisano przyczyny i przedstawiono ocenę działania tych zabezpieczeń. Został opisany sposób wykorzystania rejestratora kryterialnego od oceny poprawności pracy i optymalizacji nastaw zabezpieczenia RRTC – 1. Na podstawie zarejestrowanych rzeczywistych przebiegów zwarciovych przedstawiono wnioski wynikające z doświadczeń eksploatacyjnych zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN.

Spółka dystrybucyjna posiada w eksploatacji 54 rozdzielni 110/SN, z których zasilana jest sieć średniego napięcia o łącznej długości 18 550 km. Jest to najdłuższa sieć średniego napięcia eksploatowana przez spółkę dystrybucyjną. Sieć SN zasilana jest obecnie przez 105 transformatorów 110/SN. Podstawowym napięciem zasilającym odbiorców jest napięcie 15 kV (ok.88%) i 20 kV (ok.10%). Siecią zanikającą jest sieć o napięciu 6 i 30 kV, która pracuje z izolowanym punktem neutralnym [1].

Obecnie w spółce dystrybucyjnej pracuje 10 stacji 110/15 kV i 2 rozdzielnie 15 kV, które zasilają sieć 15 kV napowietrzną i kablową uziemioną przez rezystor. Łączna długość tej sieci wynosi 1725 km, co stanowi 9,3% ogólnej długości sieci SN [6]. Pozostała sieć średniego napięcia pracuje jako sieć kompensowana.

W sieci średniego napięcia zainstalowanych jest 14 300 transformatorów SN/nN.

Rodzaje transformatorów i ich moce podane są w tabeli 1 (według stanu na koniec 2009 roku).

Tab.1. Liczba transformatorów 2 i 3 – uzwojeniovych o górnym napięciu 110 kV

Moc transformatora [MVA]	6,3	10	16	25	16/10/10	16/16/16	40/20/20
Ilość [szt.]	8	22	49	21	3	1	1

Transformatory 110/SN są wyposażone po stronie 110 kV w następujące łączniki:

- wyłącznik - 96,2 %,
- odłącznik szybki - 3,8 % ,
- ostatni układ odłącznik zwieracz został zlikwidowany w roku 2009 [4].

Struktura zabezpieczeń różnicowych transformatorów

Tradycyjnym zabezpieczeniem różnicowym instalowanym do ochrony transformatorów 110/SN było zabezpieczenie typu RRTT – 6 lub RRTT – 7 produkcji REFA Świebodzice. W kilku przypadkach zainstalowane były zabezpieczenia różnicowe firmy ABB oraz EAW z byłej NRD.

W roku 1984 zainstalowano pierwsze egzemplarze nowego analogowego zabezpieczenia różnicowego zaimplementowanego w zespole ZAZ TR. Następną modyfikacją tego rozwiązania były zespoły ZAZ TRGA 2 - 12 także z analogowym zabezpieczeniem różnicowym [2].

W roku 1989 zainstalowano pierwsze egzemplarze analogowego zabezpieczenia różnicowego typu ZAZ RII – 1 opracowanego przez Instytut Energetyki w Warszawie, a następnie produkowane przez Zakład Energetyki Górniczej w Tychach.

W roku 1997 uruchomiono 4 komplety cyfrowych zabezpieczeń różnicowych opartych o przekaźniki SMAZ ZTC – 20 produkcji GEC ALSTOM T&D REFA S.A.

W roku 1998 zostały zainstalowane w energetyce krajowej pierwsze mikroprocesorowe zabezpieczenia różnicowe typu RRTC – 1 opracowane i produkowane przez Instytut Energetyki w Warszawie [3,5].

Nową generację cyfrowych zabezpieczeń różnicowych typu RRTC – 1 zaczęto instalować w ramach prac modernizacyjnych w 2001 roku. Pierwsze egzemplarze tych zabezpieczeń zostały zainstalowane w spółce dystrybucyjnej do ochrony transformatorów o mocy 25 MVA.

W roku 2009 uruchomiono cyfrowe zabezpieczenia różnicowe typu MiCOM P 631 firmy AREVA.

W tabeli 2 przedstawiono strukturę zabezpieczeń różnicowych transformatorów według stanu na koniec roku 2009.

Tab. 2. Struktura zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN

Typ zabezpieczenia	RRTT-7m	ZAZ RII-1	ZAZ TR	ZAZ TRGA	RRTC-1/2	RRTC-1/3	SMAZ ZTC - 20	MiCOM P 631
Ilość [szt.]	1	2	3	28	62	4	4	2

Obecnie cyfrowe zabezpieczenia różnicowe stanowią 68,6% ogólnej liczby eksploatowanej zabezpieczeń tego rodzaju.

Analiza działania zabezpieczeń różnicowych

W praktyce eksploatacyjnej obsługi układów zabezpieczeń i automatyki transformatorów 110/SN działanie zabezpieczenia różnicowego jest poddawane zawsze szczegółowej analizie ze względu na wartość chronionego transformatora i jego rolę w systemie przesyłu energii elektrycznej.

Pierwszą analizę działania zabezpieczeń transformatorów 110/SN za lata 1987 – 1996 została opublikowana na łamach kwartalnika *Automatyka Elektroenergetyczna* w numerze 3 - 4 w roku 1997 [5]. Fragmentem tej analizy była ocena działania zabezpieczeń różnicowych., które obejmowało w roku 1987 - 75 transformatorów 110/SN, a w roku 1996 - 91 transformatorów 110/SN.

Tabela 3 przedstawia liczbę działań zabezpieczeń różnicowych w latach 2000 – 2009.

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

W omawianym okresie działanie zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN stanowiło od 20% do 25 % ogólnej liczby działań zabezpieczeń powodujących ich awaryjne wyłączenie.

Liczba transformatorów eksploatowanych w roku 2000 wynosiła - 95 szt. , a w roku 2009 – 105 szt.

Tab. 3. Liczba działań zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN w latach 2000 – 2009

Rok	Typ przełącznika różnicowego			Suma
	RRTT – 7	ZAZ	RRTC – 1	
2000	13	3	0	16
2001	4	3	2	9
2002	7	1	1	9
2003	3	4	3	10
2004	0	0	4	4
2005	0	0	6	6
2006	0	3	3	6
2007	0	2	5+1*	8
2008	0	3	5	8
2009	1	3	5	9
Średnia		8,5		85

* dotyczy SMAZ ZTC-20

Przyczyny działania zabezpieczeń różnicowych w latach 2000 – 2009 przedstawia tabela 4.

Charakterystyczną cechą działania zabezpieczeń różnicowych jest okresowość występowania przyczyn ich działania. Okres zimowy – to przeważnie uszkodzenie się odgromników, które występuje zazwyczaj przy dużych zmianach temperatury otoczenia. Okres lata – to znaczny udział ptaków w działaniu zabezpieczenia. Jesień i początek zimy – to często plaga kun, tchórzofretek czy kotów.

Czasami jedynym dowodem, że zwarcie wystąpiło w strefie chronionej przez zabezpieczenie różnicowe są ewidentne ślady łuku elektrycznego na zewnętrznym moście szynowym.

W omawianym okresie nie wystąpił żaden przypadek uszkodzenia wewnętrznego transformatora. Świadczy to o prawidłowej eksploatacji transformatorów oraz sumiennym wykonywaniu badań profilaktycznych, a także rozsądnym czasookresie wykonywanych przeglądów. Ponad 60% transformatorów 110/SN zostało zbudowanych w latach 1970 – 1989. Jednostki, które są eksploatowane od początku lat 60 –tych to około 13 % ogólnego stanu. Najstarsza jednostka, która jeszcze pracuje została zainstalowana w roku 1958.

W ostatnich latach obserwujemy wyraźny spadek liczby działań zabezpieczeń różnicowych na co niewątpliwie na wpływ także wymiana starych analogowych zabezpieczeń typu RRTT – 7 oraz instalowanie nowej generacji ograniczników przepięć, instalowanie osłon izolacyjnych na wyprowadzeniach strony SN transformatora.

W omawianym okresie wystąpiły trzy przypadki zbędnego działania cyfrowego zabezpieczenia różnicowego. Pierwszy wynikał z błędu popełnionego przez pracownika, który uruchamiał zabezpieczenie. Podczas zwarcia zewnętrznego nastąpiło wyłączenie transformatora. Po zapoznaniu się z rejestracją z przebiegu zakłócenia, okazało się, że błędnie wpisano przekładnie przekładników prądowych (pomyłka o 200 A na napięciu 6 kV). Po usunięciu błędu zabezpieczenie różnicowe pracuje do dzisiaj prawidłowo. Dwa

następne przypadki dotyczą uszkodzenia wewnętrznego zabezpieczenia cyfrowego. Przy wzroście obciążenia nastąpiło wyłączenia jednostki z ruchu. Okazało się, że powstała przerwa w wewnętrznym torze prądowym zabezpieczenia.

Innego rodzaju problemy występują w eksploatacji zabezpieczeń różnicowych typu ZTC-20. W dotychczasowym okresie pracy nastąpiła już dwukrotna wymiana elementów zasilaczy w tych zabezpieczeniach co było przyczyną odstawienia transformatorów z ruchu.

Tab. 4. Przyczyny działania zabezpieczeń różnicowych w latach 2000 – 2009

Rok	Liczba działań	Odgromniki strony		Przekładnik napięciowy mostu szynowego	Ptaki	Ssaki (kot, kuna)	Głowica kablowa mostu szynowego	Inne
		110 kV	SN					
2000	16	-	4	1	4	4	-	3
2001	9	-	-	3	3	2	-	1
2002	9	-	1	-	2	3	3	-
2003	10	1	2	1	2	2	-	2
2004	4	1	1	1	-	-	-	1
2005	6	1	-	-	1	2	2	-
2006	6	3	-	1	1	1	-	-
2007	8	1	1	1	1	2	1	2
2008	8	-	-	2	-	3	-	3(2)*
2009	9	2	-	3	-	3	1	-
Razem	85	9	9	13	14	22	7	11

Inne – działanie zabezpieczenia przy załączeniu transformatora na bieg jałowy, błędna nastawa zabezpieczenia, ślady łuku elektrycznego na moście szynowym SN.

**W 2008 roku wystąpił dwa przypadki uszkodzenia zabezpieczeni RRTC-1, które zadziałało błędnie przy wzroście obciążenia na transformatorze.*

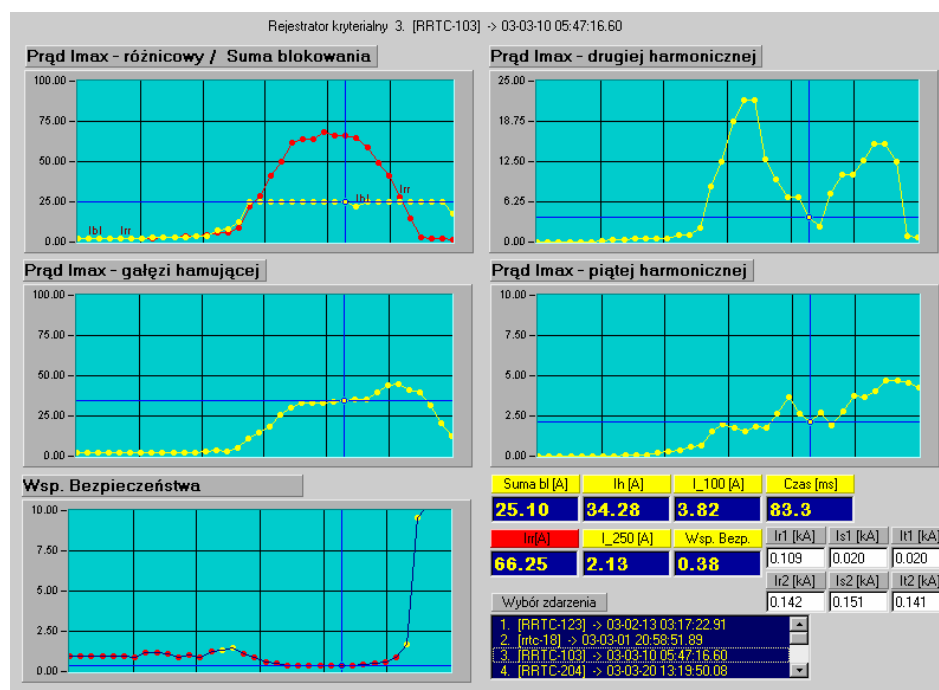
Podstawowym mankamentem jaki związany był z działaniem zabezpieczenia różnicowego była ocena prawidłowości jego działania. W stacjach bez stałej obsługi oraz przy braku układów telemechaniki, w większości stacji spółki dystrybucyjnej, występowały czasami trudności w kwalifikacji działania zabezpieczenia. W przypadku ewidentnego uszkodzenia zlokalizowanego w strefie działania - ocena była jednoznaczna i nie budziła jakichkolwiek zastrzeżeń. W pozostałych przypadkach, zwłaszcza gdy obsługa nie mogła znaleźć co było przyczyną działania, organizowane były żmudne badania całego układu zabezpieczeń wraz z badaniem transformatora. W latach 90 – tych ubiegłego wieku wszystkie przekaźniki RRTT – 7 i RRTT - 6 wyposażono w dodatkowy element sygnalizacji działania tych zabezpieczeń na stacji. Usprawniło to w sposób znaczący przekazywanie informacji o działaniu zabezpieczenia różnicowego w stacji.

Radykalnie zmieniła się sytuacja w zakresie oceny prawidłowości działania zabezpieczeń różnicowych z chwilą wprowadzenia do ich konstrukcji techniki mikroprocesorowej. Zaowocowało to nie tylko udoskonaleniem parametrów wprowadzonych do algorytmu działania zabezpieczenia (konstrukcji charakterystyki

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

działania) ale także możliwością dostępu elementów rejestracji zdarzeń i zakłóceń, jakie wystąpiły podczas zwarcia w strefie chronionej i poza nią.

Klasycznym przykładem wykorzystania nowej techniki mikroprocesorowej jest zabezpieczenie różnicowe RRTC – 1, które twórcy z Instytutu Energetyki w Warszawie wyposażyli w rejestrator kryterialny [3,5]. Rejestrator kryterialny pozwala na kontrolę poprawności pracy i optymalizację nastawień zabezpieczenia. Analiza przebiegów zarejestrowanych przez rejestrator pozwala na dokonanie dogłębnej oceny pracy zabezpieczenia, dotyczącej czasu awaryjnej pracy transformatora. Rejestrator kryterialny pozwala na rejestrację 120 ms przebiegów wewnętrznych zabezpieczenia od momentu pobudzenia. Momentem wyzwolenia rejestratora jest przekroczenie przez prąd różnicowy wartości początkowego prądu rozruchowego nastawionego w zabezpieczeniu, niezależnie od prądu stabilizacji oraz prądu drugiej i piątej harmonicznej. Takie skonfigurowanie zapewnia, że rejestrator zapisuje wszystkie zadziałania zabezpieczenia, a także załączenia transformatora i zwarcia zewnętrzne zasilane przez dany transformator w przypadku, gdy prąd uchybowy w gałęzi różnicowej przekroczy wartość początkowego prądu rozruchowego.

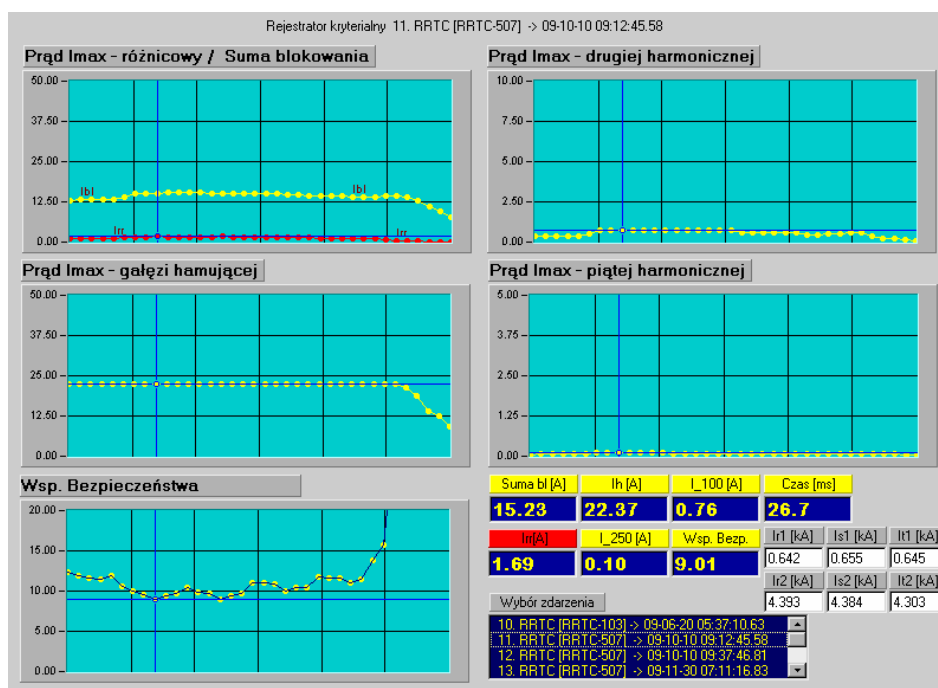


Rys. 1

Zakres rejestrowanych danych pozwala na szybkie ustalenie przyczyny działania zabezpieczenia. Jest to bardzo istotne w przypadku, gdy po działaniu zabezpieczenia nie ma widocznych uszkodzeń w chronionej strefie. Na rysunku 1 przedstawiono rejestrację z działania zabezpieczenia RRTC-1 zainstalowanego na transformatorze 110 kV/SN. Przyczyną działania zabezpieczenia było przebicie odgromnika po stronie 110 kV w fazie R. W początkowym okresie zdarzenia odgromnik przepuszczał niewielki prąd

(kilkadziesiąt A), wystarczający jednak do zadziałania zabezpieczenia. Po ok. 50 ms rejestracji nastąpiło pełne przebicie odgromnika, jednak z uwagi na wcześniejsze zadziałanie zabezpieczenia i zasterowanie na otwarcie wyłącznika, trwało ono niespełna 40 ms i nie spowodowało widocznego uszkodzenia. Analiza zarejestrowanego przebiegu pozwoliła na szybkie wskazanie uszkodzonego odgromnika (zarejestrowany przebieg jest podobny do zarejestrowanych i zidentyfikowanych wcześniej przypadków uszkodzenia odgromnika po stronie 110 kV transformatora), co znacznie przyspieszyło likwidację awarii.

Działania zabezpieczenia różnicowego transformatora występują niezwykle rzadko. Bywa, że przez kilkadziesiąt lat pracy transformatora zwarcie w strefie chronionej przez zabezpieczenie różnicowe nie wystąpi. W takim przypadku jedyną metodą oceny prawidłowej pracy dotychczasowych zabezpieczeń różnicowych są badania kontrolne, które nie zawsze w pełni pozwalają sprawdzić stan zabezpieczenia (w większości przypadków nie przeprowadza się badań dynamicznych). Zastosowane w zabezpieczeniu RRTC-1 rozwiązanie powoduje, że w rejestratorze kryterialnym zapisywane są dodatkowo załączenia transformatora o dużym udarze prądu magnesującego i bliskie zwarcia zewnętrzne zasilane przez transformator chroniony przez dane zabezpieczenie. Z dotychczasowej praktyki wynika, że w rejestratorze kryterialnym przeciętnie jest rejestrowanych ok. 10 zdarzeń rocznie (przy pojemności rejestratora – 20 zdarzeń). Zebrany materiał pozwala na ocenę pracy zabezpieczenia w rzeczywistych warunkach sieciowych i równocześnie na skorygowanie nastawień w przypadku błędów lub niedostatecznej stabilizacji.



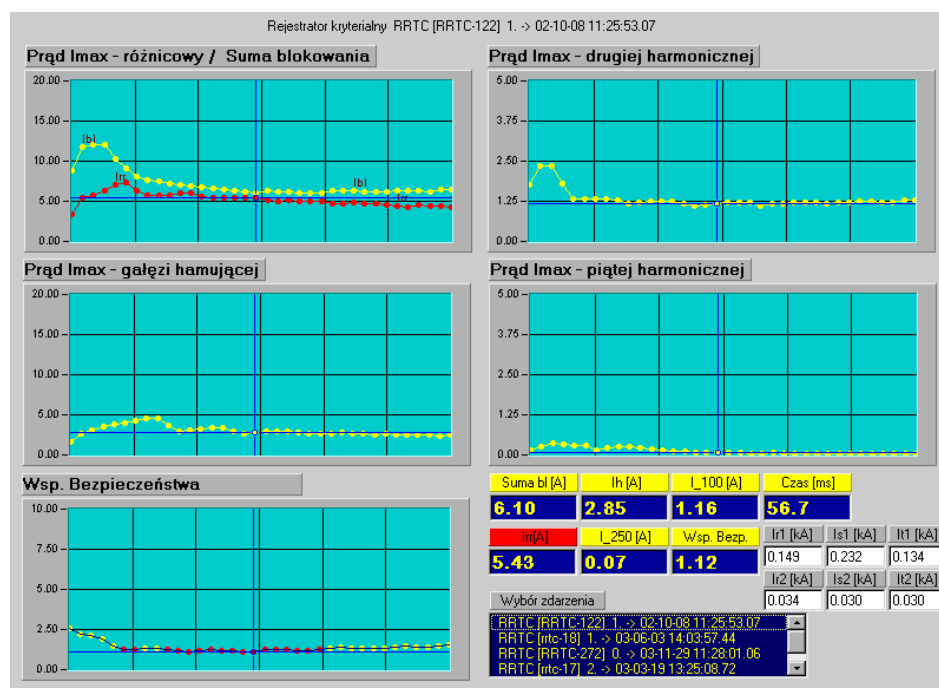
Rys. 2

W zabezpieczeniu różnicowym RRTC-1 odporność na udary prądu magnesującego jest realizowana poprzez stabilizację od drugiej harmonicznej. Nastawienie stabilizacji zabezpieczenia różnicowego od prądu drugiej harmonicznej wymaga właściwej

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

optymalizacji. Zbyt mała stabilizacja skutkuje zbędnymi wyłączeniami przy załączaniu na bieg jałowy transformatora, zbyt duża niepotrzebnie wydłuża czas działania zabezpieczenia. Wartość stabilizacji w zabezpieczeniu RRTC-1 jest ustawiana standardowo przez producenta na 20% i jest całkowicie wystarczająca dla zdecydowanej większości transformatorów (ponad 95%). Zdarzają się jednak przypadki, gdy nastawienie standardowe jest niewystarczające i w takim przypadku analiza rejestracji z załączeń transformatora pozwala skorygować nastawienia, często jeszcze przed zbędnym wyłączeniem.

Na rysunku 2 przedstawiono rejestrację z załączenia na bieg jałowy transformatora 110 kV/SN o mocy 25 MVA. Pokazany przebieg wskazuje na niedostateczną stabilizację od drugiej harmonicznej (wsp. bezpieczeństwa 1,12), mogącą spowodować w przyszłości zbędne działania zabezpieczenia przy załączaniu transformatora. Przeprowadzona korekta nastawienia wyeliminowała takie niebezpieczeństwo.



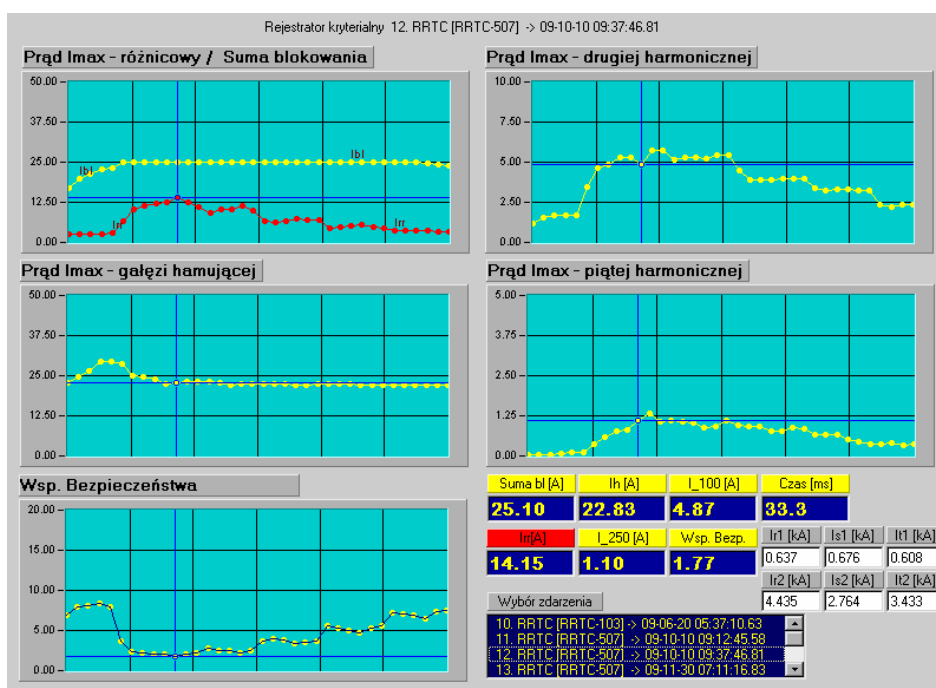
Rys. 3.

Stabilizacja drugą harmoniczną nie tylko uodparnia zabezpieczenie różnicowe na udary prądu magnesującego, ale również przeciwdziała błędnemu działaniu w przypadku głębokiego nasycenia się przekładników prądowych przy przepływie prądu zwarcia zewnętrznego. W obu przypadkach w prądzie różnicowym pojawia się duża zawartość drugiej harmonicznej. Nasycenie się przekładników prądowych zależy od wielu czynników i jest trudne do przewidzenia. Nawet najbardziej staranny dobór przekładników prądowych do potrzeb zabezpieczenia różnicowego nie gwarantuje, że nie wystąpi przypadek, w którym ulegną one nasyceniu.

Na rysunku 3 i 4 przedstawiono rejestrację z transformatora 110 kV/SN przy zewnętrznym zwarcii trójfazowym w sieci SN.

Rysunek 3 pokazuje rejestrację z niewielkim nasyceniem przekładników prądowych.

Na rysunku 4 przedstawiono rejestrację ze zwarcia, które wystąpiło w tym samym miejscu po 25 minutach (prawdopodobnie ręczne załączenie linii odplywowej na istniejące zwarcie). W przypadku tym nastąpiło głębokie nasycenie się przekładników po stronie SN, powodujące pojawienie się prądu różnicowego o wartości ok. 62% prądu skrośnego. Tak duża wartość prądu różnicowego mogłaby, przy braku stabilizacji drugą harmoniczną, spowodować błędne działania zabezpieczenia. Dodatkowo, przy braku rejestratorów przyczyna błędnego działania (nasycenie się przekładników) byłaby nie do zidentyfikowania. Częste głębokie nasycenia się przekładników przy zwarciach zewnętrznych może świadczyć o złym doborze i powinno skłonić do szczegółowego przeanalizowania takiego przypadku.

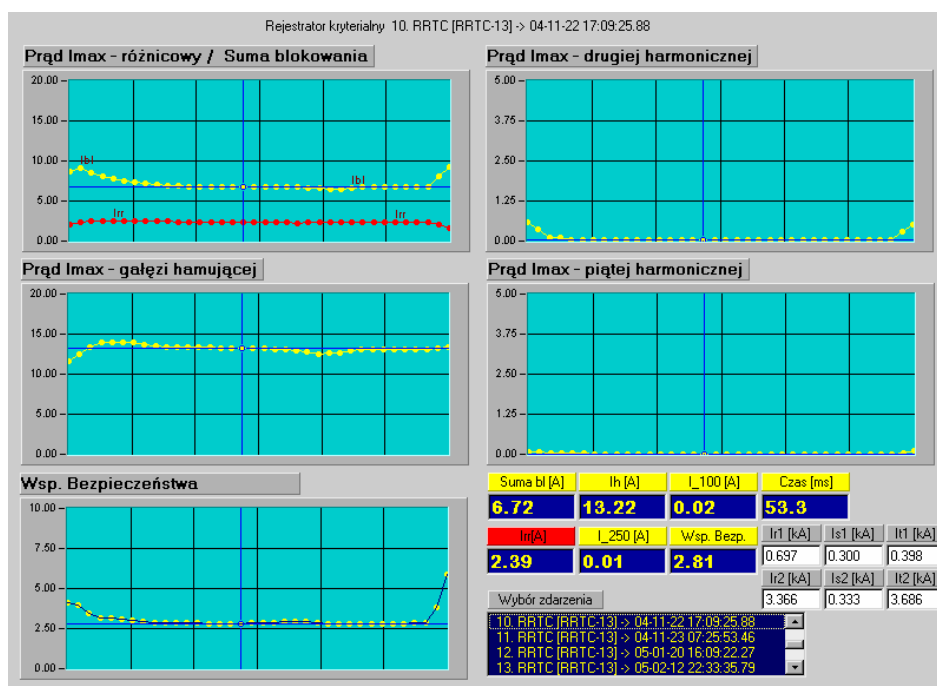


Rys. 4.

Na rysunku 5 pokazano rejestrację z transformatora 110 kV/SN przy zewnętrznym zwarcu dwufazowym w sieci SN, dzięki której wychwycono i skorygowano błąd nastawienia przekładni. W przypadku zwarc zewnętrznego prąd różnicowy może się pojawić przy nasyceniu się jednego kompletu przekładników, przy ustawieniu przełącznika zaczeów daleko od położenia środkowego lub przy błędnym nastawieniu w zabezpieczeniu przekładni transformatora. Jeśli błąd nastawienia będzie mniejszy niż ustawiona stabilizacja (typowo 50%) stan taki może trwać przez lata i przy zbiegu niekorzystnych przypadków (ustawienie przełącznika blisko skrajnego położenia, nasycenie się przekładników) może doprowadzić do zbędnego zadziałania. Z tego względu błędy nastawienia przekładni należy szybko likwidować. Dzięki rejestratorowi kryterialnemu jest to bardzo łatwe. W przebiegu z rys. 3, przy braku oznak nasycenia się przekładników prąd różnicowy przekracza 18% prądu skrośnego. Ustalono, że w czasie zdarzenia przełącznik zaczeów pracował w pobliżu położenia środkowego. Podobnych

VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010

rejestracji na tym transformatorze zanotowano więcej. Po sprawdzeniu okazało się, że błędnie wprowadzono przekładnię jednego kompletu przekładników.



Rys. 5

Wnioski

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne cyfrowych różnicowych zabezpieczeń transformatorów potwierdza ich prawidłowe działanie w przypadku wystąpienia zwarc w strefie chronionej. Wraz z wprowadzeniem nowych technologii wykonania przekładników różnicowych eliminowane były mankamenty poprzedniej generacji zabezpieczeń. Wprowadzenie techniki mikroprocesorowej do konstrukcji zabezpieczeń różnicowych pozwala obecnie na śledzenie całego procesu pomiaru prądu różnicowego i działania zabezpieczenia w przypadku wyłączenia zwarcia w strefie działania oraz śledzenia zwarć zewnętrznych.

Wyposażenie zabezpieczenia RRTC – 1 w rejestrator kryterialny pozwala szybko zidentyfikować przyczynę działania oraz na bazie rejestracji z załączeń i zwarć zewnętrznych korygować nastawienia (np. w przypadku błędnego wpisania przekładni). Rejestratory kryterialne pozwoliły również zgromadzić bogaty materiał o zachowaniu się zabezpieczenia w różnych sytuacjach sieciowych.

Literatura

- [1]. Babiński J., Woliński K.: Ocena pracy zabezpieczeń cyfrowych w stacjach 110/SN ZE Białystok S.A. V Konferencja Naukowo Techniczna „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”, Płock 2004, s.69 – 74;

- [2]. Kuran Z., Skrodzki S.: Ocena zabezpieczeń różnicowych transformatorów pracujących w krajowej energetyce. *Automatyka Elektroenergetyczna* 2001 nr 4, s.14 – 15.
- [3]. Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E., Woliński K.: Analiza działania zabezpieczeń różnicowych RRTC – 1. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2003 nr 9, s.388 – 393.
- [4]. Woliński K.: Analiza działania zabezpieczeń transformatorów 110/ŚN w latach 1987 – 1996 na terenie Zakładu Energetycznego Białystok S.A. *Automatyka Elektroenergetyczna* 1997 nr 3-4, s.53- 56.
- [5]. Woliński K., Kuran Z., Tomczak E.: Próby łączeniowe transformatora z nowym zabezpieczeniem różnicowym RRTC-1. *Automatyka Elektroenergetyczna* 1999 nr 3, s.16 -21
- [6]. Woliński K., Wyrzykowski W.: Ocena działania zabezpieczeń i automatyki w sieci 15 kV uziemionej przez rezystor w ZE Białystok. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2005 nr 3, s.32 – 35