

Wykorzystanie logiki sterowników polowych dla zwiększenia bezpieczeństwa eksploatacji i poprawy funkcjonalności eksploatacji przemysłowej stacji 110/6 kV

Streszczenie. W artykule przedstawiono zrealizowany projekt modernizacji obwodów sterowania i zabezpieczeń przemysłowej stacji 110 kV jako przykład udanego - jak się wydaje - kompromisu pomiędzy wymaganiami technicznymi a nakładami finansowymi.

Wstęp.

Modernizacja istniejących obiektów elektroenergetycznych w wielu zakładach przemysłowych, mimo znacznego stopnia wyeksploatowania pracującej aparatury, napotyka na poważne przeszkody natury ekonomicznej. Wydatki na modernizację zakładowych sieci elektroenergetycznych, jako iż nie przekładają się wprost na wzrost wskaźników ekonomicznych przedsiębiorstwa, są najczęściej umieszczane na szarym końcu listy zadań inwestycyjnych. Z drugiej strony, moce zainstalowane i poziomy napięć zasilających w dużych zakładach przemysłowych – np. kopalniach głębinowych czy hutach – są na tyle duże, że do stanu technicznego urządzeń i instalacji należy podchodzić z należytym respektem. Ponadto zarówno w uregulowaniach prawnych, jak i w oczekiwaniach użytkowników zauważyć można coraz silniejszy nacisk kładziony na zwiększenie bezpieczeństwa i funkcjonalności instalacji elektroenergetycznych. Wymienione czynniki – z natury sprzeczne – wymuszają w praktyce konieczność „przełożenia” tego co optymalne z punktu widzenia technicznego na to co możliwe pod względem ekonomicznym.

1. Przyczyna, przedmiot modernizacji i wymagania techniczne.

Przedmiotem modernizacji były obwody sterowania, zabezpieczeń i sygnalizacji stacji elektroenergetycznej 110/6 kV pracującej w układzie H4. Schemat stacji przedstawiono na Rys. 1.

W podstawowym układzie zasilania stacja pracuje przy otwartej poprzeczce. Poprzeczka jest zamykana jedynie doraźnie na polecenie dyspozytora sieci dystrybucyjnej 110 kV w czasie prac konserwacyjnych lub remontowych prowadzonych w sieci 110 kV operatora.

Z zacisków strony 6 kV zasilane są poprzez odłączniki transformatory potrzeb własnych 6/0,4 kV. Obwody 0,4 kV potrzeb własnych stacji mogą być zasilane z każdego z transformatorów potrzeb własnych.

Zasadniczą przyczyną wymuszającą modernizacją była wynikająca z odrębnych przyczyn zmiana napięcia sterowniczego z 220V DC na 110V DC, powodująca konieczność wymiany bądź dostosowanie urządzeń pracujących w obwodach sterowania, zabezpieczeń i sygnalizacji.

Przed modernizacją pola liniowe nie były wyposażone w zabezpieczenia. Pierwotny projekt przewidywał w nich zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe, ale nie zostały one nigdy podłączone.

Pola transformatorowe 110 kV wyposażone były w następujące zabezpieczenia:

- zabezpieczenie różnicowoprądowe typu ZT-22;
- zabezpieczenie od zwarć zewnętrznych typu RIT-30;
- zabezpieczenie od przeciążeń typu RIT-20;
- zabezpieczenie gazowo-przepływowe kadzi transformatora;
- zabezpieczenie przepływowe podobciążeniowego przełącznika zaczepów;
- zabezpieczenie zerowonapięciowe strony 110 kV typu REn-80 z przekaźnikiem czasowym RT-60;
- dwustopniowe zabezpieczenie termometryczne.

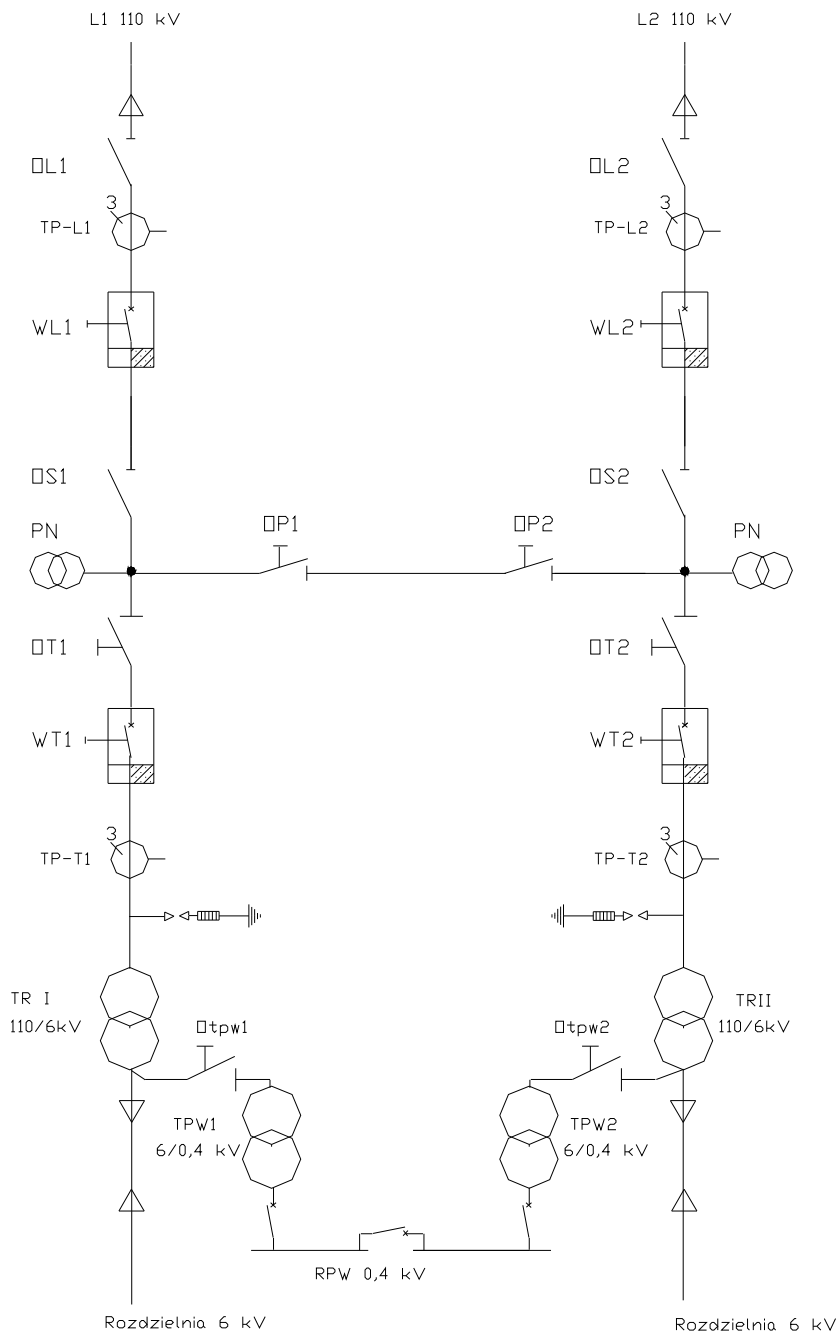
Zgodnie z aktualnymi wymaganiami Operatora, modernizacja stacji powinna zapewnić:

- przygotowanie sygnałów o położeniu łączników 110 kV stacji (dwubitowo dla każdego łącznika) dla sieci teleinformatycznej Operatora, przy czym samo przyłączenie stacji do tej sieci nie wchodziło w zakres modernizacji;
- przygotowanie sygnałów o zadziałaniu zabezpieczeń linii i transformatorów;
- stworzenie układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

Dodatkowo Inwestor postawił następujące wymagania:

- wymiana zabezpieczeń nadprądowych transformatorów;
- stworzenie usytuowanego na stacji zabezpieczenia reagującego na zwarcia w obrębie stacji, selektywnego przy zakłóceniach w strefie chronionej zabezpieczeniami pól transformatorowych oraz przy zakłóceniach na liniach zasilających poza obszarem stacji..

Jednocześnie określony został poziom nakładów inwestycyjnych przeznaczonych na realizację zadania.



Rys. 1

2. Analiza możliwości technicznych i ekonomicznych.

Wymagania określone przez Inwestora oznaczały, iż konieczne będzie zabudowanie zabezpieczeń zarówno w polach liniowych, jak i transformatorowych.

Jako zabezpieczenie reagujące na zwarcia w obrębie stacji, optymalne byłoby zabezpieczenie szyn. Jednak analiza kosztów zainstalowania zabezpieczenia szyn dla stacji w układzie H4, oprócz którego konieczna byłaby wymiana zabezpieczeń w polach transformatorowych oraz zabudowa koncentratora zbierającego informacje o położeniach łączników, prowadziła do wniosku, że zadanie inwestycyjne nie zmieści się w zaplanowanym budżecie. Należało zatem funkcją tę zrealizować inaczej.

Po konsultacjach z producentami zabezpieczeń i przeanalizowaniu różnych wariantów podjęto decyzję o zabudowie w polach liniowych i transformatorowych sterowników polowych pozwalających na realizację wszystkich wymagań przy użyciu zaimplementowanych funkcji zabezpieczeniowych, sterowniczych i wzajemnych powiązań logicznych.

Na wstępie przyjęto następujące założenia:

- sygnały informujące o położeniu wszystkich łączników stacji zostaną doprowadzone do sterowników polowych, skąd, wraz z sygnałami o zadziałaniu zabezpieczeń, przy użyciu odpowiedniego protokołu transmisji przesłane zostaną do systemu operatora, co wyeliminuje konieczność zabudowy odrębnego koncentratora do tego celu;
- oprócz sygnałów sterujących oraz sygnałów o położeniu łączników do sterowników polowych zostaną doprowadzone sygnały o zadziałaniu pozostałych zabezpieczeń chronionego obiektu, które zostaną wykorzystane do uruchomienia rejestratorów sterownika i wygenerowania komunikatów alarmowych;
- zabezpieczenie od zwarć na terenie stacji zostanie zrealizowane poprzez logiczną współpracę sterowników we wszystkich polach, przy czym sterowniki muszą być wyposażone w funkcje pozwalające na opracowanie kryteriów niezbędnych do uzyskania selektywności działania tego zabezpieczenia przy zwarciach w strefie działania zabezpieczeń różnicowoprądowych transformatorów oraz przy zwarciach na liniach 110 kV poza terenem stacji.

3. Opis zaprojektowanego układu.

Do realizacji postawionego zadania wybrano sterowniki polowe typu megaMUZ firmy JM-TRONIK.

W polach transformatorowych zastosowano przełączniki megaMUZ-TR, przy czym pozostawiono istniejące zabezpieczenia różnicowoprądowe w których ograniczono się do wymiany zasilaczy.

W polach liniowych zastosowano przełączniki megaMUZ-LZ, przy czym producent zmodyfikował według uzgodnień z projektantem zestaw i sposób działania zaimplementowanych funkcji.

A. Odzwierciedlenie położenia i sterowanie łączników.

Do sterowników w polach liniowych doprowadzono dwubitowo sygnały o położeniu: odłączników liniowego OL i szynowego OS, wyłącznika liniowego WL oraz uziemnika.

Do sterowników w polach transformatorowych doprowadzono sygnały o położeniu odłącznika, wyłącznika transformatorowego (OT i WT) i uziemnika oraz – dodatkowo – odłącznika poprzeczki przyłączonego do własnej sekcji rozdzielni 110 kV (OP1 do sterownika pola transformatora TR1 i OP2 do sterownika pola transformatora TR2).

Do sterowania wyłączników i odłączników stacji (rozkazy „zamknij”, „otwórz”) wykorzystano istniejące przełączniki sterownicze, przy czym w przypadku łączników w polach transformatorowych i liniowych sygnały sterownicze w podstawowym układzie sterowania doprowadzone zostały do odpowiednio przyporządkowanych wejść logicznych sterowników polowych, a sygnały wykonawcze – do wyzwalaczy zamykających i otwierających – wysyłane są z wyjść przełącznikowych sterowników megaMUZ przy uwzględnieniu logicznych blokad sterowania np. od zadziałania zabezpieczeń, logicznych blokad między łącznikami lub braku informacji o położeniu któregośkolwiek z łączników danego pola.

Na wypadek ewentualnej awarii sterowników, przewidziano obejściową drogę sterowania odłączników, bezpośrednio od przełączników sterowniczych do odpowiednich wyzwalaczy sterujących. Wybór rodzaju sterowania odłączników dokonywany jest w każdym polu przy użyciu przełącznika rodzaju sterowania. Należy zaznaczyć, że istniejące przed modernizacją układy blokad sterowania odłączników pozostawiono bez zmian niezależnie od wybranego rodzaju sterowania.

Sterowanie odłączników poprzeczki pozostało bez zmian.

Dodatkowo, do sterowników pól transformatorowych doprowadzono jednobitowo sygnały o położeniu odłączników Otpw transformatorów potrzeb własnych TPW.

B. Zabezpieczenia.

Pola transformatorowe.

Sterowniki megaMUZ-TR, oprócz realizacji części funkcji zabezpieczeniowych, wykorzystane zostały do akwizycji i dystrybucji sygnałów wyłączających i alarmowych pochodzących od pozostałych zabezpieczeń. Zestyki wykonawcze tych zabezpieczeń podają sygnał na dedykowane im wejścia dwustanowe sterownika swojego pola i realizują swoje funkcje (sygnalizacja, wyłączenie) za pośrednictwem jego wyjść przekaźnikowych. Pozwala to między innymi na uproszczenie obwodów lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW), inicjowanej przez każdą funkcję zabezpieczeniową zdefiniowaną jako wyłączająca – zarówno wewnętrzną, jak i pochodzącą od pozostałych zabezpieczeń pola.

Tablica 1

-	Funkcja	Działanie
Funkcje wewnętrzne megaMUZ	zwarciove zwłoczne niezależne - pobudzenie	<ul style="list-style-type: none">• start blokady ZS⁽¹⁾
	zwarciove zwłoczne niezależne - zadziałanie	<ul style="list-style-type: none">• wył. 110kV,• wył. 6 kV;• inicjacja sygnału LRW• sygnalizacja
	przebieżeniowe niezależne	sygnalizacja
	zerowonapięciowe	<ul style="list-style-type: none">• wył. 6 kV;• sygnalizacja
Przekaźniki współpracujące	różnicowoprądowe (ZT-22)	<ul style="list-style-type: none">• wył. 110kV,• wył. 6 kV;• inicjacja sygnału LRW• sygnalizacja
	gazowoprzepływowe kadzi stopień I	sygnalizacja
	gazowoprzepływowe kadzi stopień II	<ul style="list-style-type: none">• wył. 110kV,• wył. 6 kV;• inicjacja sygnału LRW• sygnalizacja
	przepływowe przełącznika zaczepeów	<ul style="list-style-type: none">• wył. 110kV,• wył. 6 kV;• inicjacja sygnału LRW• sygnalizacja
	temperaturowe stopień I	sygnalizacja
	temperaturowe stopień II	<ul style="list-style-type: none">• wył. 6 kV;• sygnalizacja

⁽¹⁾Blokada ZS – sygnał blokujący działanie zabezpieczeń zwarciowych w polu zasilającym przy pobudzeniu zabezpieczenia zwarciowego w polu transformatorowym.

Z uwagi na swoje znaczenie, zabezpieczenia: różnicowoprądowe, gazowo-przepływowe kadzi transformatora– drugi stopień oraz przepływowe przełącznika zaczeń, niezależnie od zasterowania odpowiedniego wejścia megaMUZ generują niezależne sygnały wyłączające wyłączniki obu stron transformatora.

Funkcje zabezpieczeniowe pola zestawiono w Tablicy 1.

Pola liniowe.

Jak już wspomniano, zabezpieczenia w polach liniowych powinny wykrywać zwarcia w obrębie stacji, przy zachowaniu selektywności względem zwarć w strefie chronionej przez zabezpieczenia pól transformatorowych oraz względem zwarć poza terenem stacji. Drugi z wymienionych przypadków jest oczywiście istotny przy zamkniętej poprzeczce stacji i zamkniętych obu wyłącznikach liniowych.

Selektywność względem zwarć w polach transformatorów uzyskano wykorzystując sygnał „blokada ZS” ze sterownika pola transformatorowego do zablokowania zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego w polu linii.

W celu uzyskania selektywności zabezpieczenia zwarciovego względem zwarć poza terenem stacji, zmodyfikowano standardowe oprogramowanie sterownika megaMUZ-LZ,. Wprowadzono dodatkowo funkcję zabezpieczenia zwarciovego kierunkowego, oraz dodano funkcji zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego drugi przekładnik czasowy.

Przy przekroczeniu nastawionego prądu, naliczanie czasu rozpoczyna jeden z przekładników czasowych, a parametrem odpowiedzialnym za jego wybór jest stan (pobudzenie lub brak pobudzenia) zabezpieczenia zwarciovego kierunkowego. Kierunek działania zabezpieczenia zwarciovego kierunkowego został dobrany tak, aby pobudzało się ono przy przepływie prądu zwarciovego ze stacji w stronę linii. Pobudzenie zabezpieczenia kierunkowego powoduje przełączenie aktywnego przekładnika czasowego zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, oraz wysłanie sygnału blokady kierunkowej do sterownika linii przeciwległej.

Działanie zabezpieczeń zostanie omówione na trzech przykładach.

Przypadek 1. Zwarcie na terenie stacji, w obszarze ograniczonym miejscami zainstalowania przekładników TP-L1; TP-L2; TP-T1; TP-T2 (patrz Rys. 1).

Przy zamkniętej poprzeczce zwarcie jest zasilane obustronnie, przy czym z punktu widzenia miejsc zainstalowania przekładników liniowych, przepływ prądu zwarciovego odbywa się od linii do miejsca zwarcia na stacji. Dla takiego kierunku zabezpieczenia zwarciovie kierunkowe nie pobudzają się w żadnym z pól liniowych, zatem – po przekroczeniu nastawionego prądu – zabezpieczenia nadprądowe zwarciovie obu pól liniowych odliczają zwłokę czasową T1 (nastawioną na 150ms) i wyłączają zwarcie (jeżeli przed upływem czasu T1 nie nastąpiło zadziałanie zabezpieczeń odległościowych na zasilaniu linii L1 i L2).

Przy otwartej poprzeczce zwarcie jest zasilane jednostronnie a kierunek przepływu prądu przez przekładniki liniowe od strony zasilania zwarcia jest taki sam jak uprzednio omówiony, co powoduje wyłączenie wyłącznika linii zasilającej zwarcie.

Przypadek 2. Zwarcie na linii L1 (patrz Rys. 1).

W tym przypadku kierunek przepływu prądu zwarciego przez oba komplety przekładników liniowych jest przeciwny: przez przekładniki TP-L2 prąd przepływa od linii zasilającej do stacji (analogicznie jak w Przykładzie 1), natomiast przez przekładniki TP-L1 prąd przepływa od stacji do linii dotkniętej zwarcie.

Przy przekroczeniu prądu nastawionego pobudzone zostanie zabezpieczenie zwarciove kierunkowe w polu linii 1 powodując:

- wysłanie sygnału „blokada kierunkowa” do sterownika pola linii 2 i zablokowanie w nim działania zwarciego nadprądowego;
- zmianę nastawienia zwłoki czasowej z T1 na T2 zabezpieczenia nadprądowego zwarciego linii 1.

Zwłoka czasowa T2 powinna być dłuższa od zwłoki odpowiedniej strefy zabezpieczenia odległościowego na zasilaniu linii L1 i L2 w stacjach zasilających, wyposażonych w SPZ po zadziałaniu zabezpieczeń.

W konsekwencji, w rozpatrywanym przykładzie powinno nastąpić wyłączenie stacji przez zabezpieczenia odległościowe na jej zasilaniu. Wyłączenie ze zwłoką T2 przez wyłącznik linii L1 powinno być rezerwą na wypadek braku zadziałania odpowiednich zabezpieczeń odległościowych.

Przypadek 3. Zwarcie w strefie działania zabezpieczeń transformatorów (patrz Rys. 1).

Podczas zwarcia w strefie ochronnej zabezpieczeń transformatorowych (np. pomiędzy przekładnikami TP-T1 a transformatorem TR1), przy przekroczeniu odpowiednich prądów rozruchowych - nastąpi pobudzenie zabezpieczeń: nadprądowego zwarciego i różnicowoprądowego w polu transformatora, jak i nadprądowego zwarciego w polu linii. Przepływ prądu zwarciego w polu linii będzie skierowany od linii do stacji, zatem nie wystąpi pobudzenie zabezpieczenia kierunkowego w sterowniku pola linii.

Jednak pobudzenie zabezpieczenia zwarciego w sterowniku transformatorowym spowoduje wysłanie sygnału blokującego ZS do sterownika pola liniowego (lub obu pól liniowych przy zamkniętej poprzeczce), blokującego zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego zwarciego w sterowniku liniowym. Likwidacja zwarcia nastąpi zatem przez wyłączenie wyłączników transformatorowych.

Dla prawidłowego działania przedstawionego układu zabezpieczeń konieczne jest uwzględnienie następujących czynników:

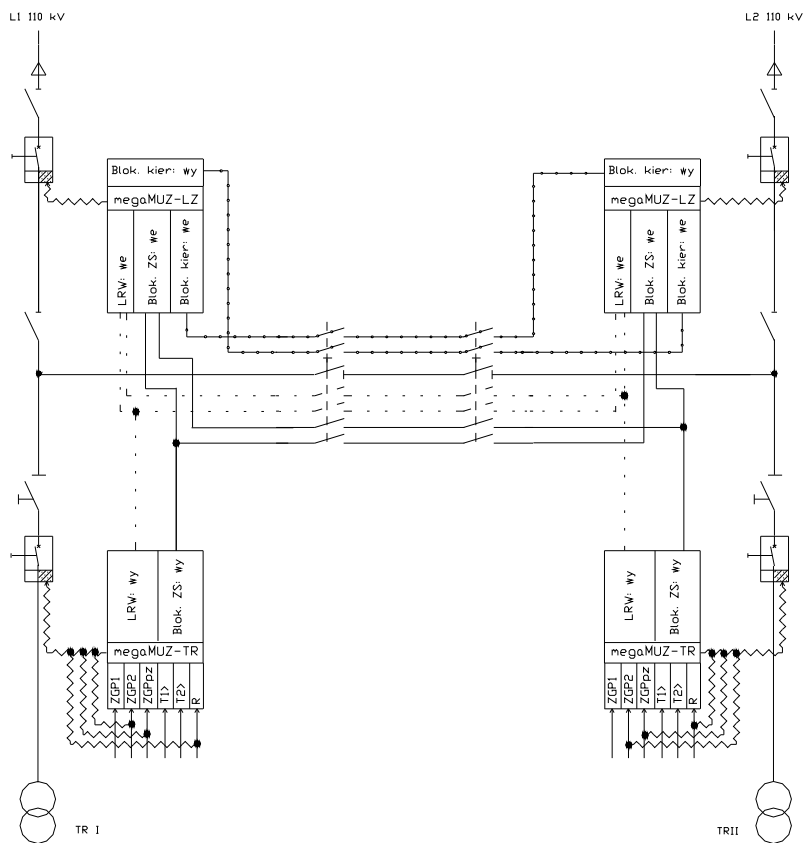
- Prądy rozruchowe zabezpieczeń zwarciovych nadprądowych i kierunkowych pól liniowych muszą być odpowiednio wyższe od prądów roboczych (z uwzględnieniem przeciążeń ruchowych).
- Prądy rozruchowe zabezpieczeń zwarciovych w polach transformatorowych muszą być odpowiednio wyższe od prądów zwarciovych płynących od strony DN transformatora do miejsca zwarcia zlokalizowanego po stronie 110 kV, których źródłem mogą być maszyny wirujące zasilane z sieci DN. Niedotrzymanie tego warunku mogłoby spowodować zablokowanie zabezpieczeń zwarciovych pól liniowych przez blokadę ZS z pól transformatorowych przy zwarciu na terenie stacji.
- Rozprowadzenie sygnałów blokad: ZS, kierunkowej a także LRW musi uwzględniać położenie odłączników poprzeczki.

Funkcje zabezpieczeniowe pola zestawiono w Tablicy 2.

Tablica 2

-	Funkcja	Działanie
Funkcje wewnętrzne megaMUZ	zwarciove kierunkowe - pobudzenie	<ul style="list-style-type: none"> • zmiana opóźnienia czasowego zabezpieczenia zwarciovego zwłocznego; • inicjacja sygnału „blokada kierunkowa”
	zwarciove zwłoczne niezależne - zadziałanie	<ul style="list-style-type: none"> • wył. pola linii, • sygnalizacja

Funkcjonalny schemat wzajemnych powiązań zabezpieczeń stacji przedstawiono na Rys. 2.



- obwody główne stacji
- sterowniki polowe
- wyjścia sterujące i sygnalizacyjne pozostałych zabezpieczeń
- ~~~~~ obwody wyłączające wtyczników
- - - - - obwody LRW
- obwody blokad ZS
- obwody blokad kierunkowych

ZGP1 - zabezpieczenie gazowo-przept. transformatora, stopień 1
 ZGP2 - zabezpieczenie gazowo-przept. transformatora, stopień 2
 ZGPPz - zabezpieczenie gazowo-przept. przetacznika zaczeptów
 T1> - zabezpieczenie termometryczne transformatora, stopień 1
 T2 - zabezpieczenie termometryczne transformatora, stopień 2
 R - zabezpieczenie różnicowo-prądowe transformatora

Rys 2

C. Sygnalizacja i rejestracja.

Dla wszystkich praktyków jest rzeczą znaną, iż jedną z bardziej kłopotliwych sytuacji w ruchu obiektów elektroenergetycznych jest postępowanie po wyłączeniu wyłącznika z nieustalonych przyczyn. Brak możliwości ustalenia przyczyny wynikać może bądź z niesprawności urządzeń sygnalizacyjnych, bądź nadmiernej „oszczędności” istniejących układów sygnalizacji, bądź też z nadmiernego pośpiechu obsługi obiektu, sprowadzającego się do skasowania wszystkich sygnałów przed ich odnotowaniem i interpretacją.

Prawdopodobieństwo zajścia takiego zdarzenia rośnie wraz z liczbą zabezpieczeń i sygnałów sterowniczych.

Między innymi dlatego do sterowników polowych wprowadzono informacje o zadziałaniu wszystkich pozostałych zabezpieczeń, co pozwala na zarejestrowanie faktu ich zadziałania w rejestratorach zdarzeń sterowników i wykorzystanie tych zdarzeń do startu rejestratorów zakłóceń. Przegląd zawartości rejestratorów zakłóceń pozwala w wielu przypadkach na wyciągnięcie wniosków co do przyjętych nastawień zabezpieczeń na podstawie analizy przebiegu zakłócenia. W tabelicy 3 zestawiono listę sygnałów uruchamiających rejestratory zakłóceń w rozpatrywanych sterownikach.

Tablica 3

Sterownik	Sygnał uruchamiający rejestrator zakłóceń
megaMUZ-TR	<ul style="list-style-type: none">• Zadziałanie zab. zwarciovęgę zwłocznego;• Zadziałanie zab. różnicowoprądowego;• Zadziałanie zab. gazowopręływowego kadzi, stopień II;• Zadziałanie zab. przepływowego przełącnika zaczeów;• Zadziałanie zab. zerowonapięciowego.
megaMUZ-LZ	<ul style="list-style-type: none">• Zadziałanie zab. nadprądowego zwarciovęgę zwłocznego;• Pobudzenie zab. kierunkowego zwarciovęgę;• Zadziałanie automatyki LRW.

Ciekawym przykładem wykorzystania logiki sterowników polowych do zwiększenia bezpieczeństwa eksploatacji obiektu jest sygnał związany z położeniem odłączników transformatorów potrzeb własnych Otpw (Rys. 1). Transformatory potrzeb własnych pracują na wspólną rozdzielnię potrzeb własnych 0,4 kV. Rozdzielnia może być zasilona z każdego z transformatorów, i nie jest zabezpieczona przed ich równoległym połączeniem. Możliwa jest zatem sytuacja, kiedy na etapie przygotowania miejsca pracy w polu transformatora otwarty zostaje wyłącznik transformatora WT, odłącznik OT,

otwarte zostają odpowiednie łączniki w polu transformatorowym rozdzielni SN, a cały ciąg od wyłącznika WT poprzez transformator, szynociąg lub linię kablową SN aż do pola transformatorowego w rozdzielni SN znajdują się nadal pod napięciem na skutek wtórnej transformacji ze strony 0,4 kV na stronę SN transformatora potrzeb własnych i dalej – przez transformator główny – na stronę 110 kV. Co ważne, w strefie wtórnej transformacji nie ma przekładników napięciowych, pozwalających w sposób prosty na stwierdzenie obecności napięcia. Stwarza to duże zagrożenie dla zespołu przygotowującego miejsce pracy, gdyż odłącznik transformatora potrzeb własnych stacji 110/SN jest elementem o którym nie trudno zapomnieć.

W związku z tym zaprojektowano na jednym z wyjść sterowników transformatorowych sygnał ostrzegawczy, uruchamiany przy jednoczesnym stwierdzeniu stanu otwarcia odłącznika transformatorowego OT i stanu zamknięcia odłącznika transformatora potrzeb własnych Otpw.

4. Podsumowanie

- Wykorzystanie możliwości kontroli, rejestracji i logicznej obróbki wielu sygnałów dwustanowych, oferowanej przez sterowniki polowe pozwala na poprawę identyfikacji stanów pracy stacji oraz identyfikacji zakłóceń a w konsekwencji na poprawę bezpieczeństwa tak ruchowego jak i bezpieczeństwa personelu.
- Możliwość przyłączenia terminali polowych do sieci informatycznej pozwala na wykorzystanie ich do akwizycji sygnałów o położeniu łączników oraz o zadziałaniu zabezpieczeń i przesył tych informacji do sieci teleinformatycznej Operatora.
- Współpraca logiczna sterowników wielu pól pozwala na stworzenie układów zabezpieczeń chroniących obiekt w stopniu znacznie pełniejszym od funkcji zapewnianych przez każdy sterownik z osobna. Przykładem tego jest proponowane w omawianej aplikacji rozwiązanie zabezpieczenia szyn stacji. Mimo iż bardziej doskonałym zabezpieczeniem szyn jest rozwiązanie oparte na bilansowaniu wszystkich prądów dopływających do węzła, jakim jest stacja, biorąc pod uwagę dotychczasowe wyposażenie stacji, różnicę kosztów obu rozwiązań oraz fakt, że stworzony układ rezerwuje działanie zabezpieczeń odległościowych zainstalowanych w stacjach zasilających linie 110 kV, wydaje się iż jest ono korzystnym kompromisem techniczno-ekonomicznym, zwiększającym bezpieczeństwo i niezawodność pracy stacji.

Literatura.

- [1]. „Informacja techniczna: megaMUZ (sterownik polowy)” JM-TRONIK, Warszawa
- [2]. „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., 20.07.2005
- [3]. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej” Enion S.A., Kraków 24.03.2005