

Wilibald WINKLER

EWOLUCJA ELEKTROENERGETYCZNEJ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ

Streszczenie. W artykule dokonano przeglądu rozwoju techniki zabezpieczeniowej stosowanej w elektroenergetyce na przestrzeni mijającego stulecia. Scharakteryzowano kolejne generacje automatyki zabezpieczeniowej, działające na zasadach: elektromechanicznej, statycznej i cyfrowej. Szczególną uwagę poświęcono współczesnym rozwiązaniom zabezpieczeń cyfrowych wskazując na ich korzystne cechy i możliwości, w tym adaptacyjność i łatwość integracyjną z innymi systemami funkcjonalnymi.

EVOLUTION OF POWER SYSTEM PROTECTION

Summary. This paper presents a survey of the development of power system protection techniques in the course of the bygoing century. The successive protection generations based on electromechanical, solide state and digital principles of operation are being characterized. Especial attention is given to present day digitally based protection systems accentuating their expedient features and abilities, among others the adaptivity and integration ease with other functional systems.

1. WPROWADZENIE

Zabezpieczenia elektroenergetyczne pojawiły się w eksploatacji wraz z pierwszymi układami do wytwarzania, przesyłu i użytkowania energii elektrycznej. Wynikało to z konieczności zapewnienia wszystkim elementom tych układów skutecznej ochrony przed następstwami zakłóceń, zwłaszcza groźnych zwarc wielkoprądowych. O ile z początku zadowolono się stosowaniem bezpieczników i wyzwalaczy pierwotnych do przerywania przepływu prądów zwarciovych [1], o tyle w miarę rozbudowy układów elektroenergetycznych, wzrastających mocy zwarciovych i napięć roboczych, poszukiwano nowych rozwiązań technicznych, zdolnych do wykrywania wszystkich możliwych zakłóceń w danym obiekcie elektroenergetycznym (generatorze, transformatorze, linii elektroenergetycznej itd.) i podejmowania właściwej decyzji w postaci wyłączenia uszkodzonego elementu, zmniejszenia obciążenia, doko-

nania przełączeń, itp. [2, 3, 4]. Wymagało to wprowadzania ciągle nowych kryteriów zabezpieczeniowych oraz metod i środków pomiarowych spełniających podstawowe wymagania stawiane automatyce zabezpieczeniowej, tj. selektywności, niezawodności, szybkości i czułości. Niektóre z tych wymagań trudno było spełnić w sposób zadowalający w danym stadium rozwoju zastosowanej techniki i technologii w urządzeniach zabezpieczających.

Poniżej omówione zostaną najistotniejsze cechy charakteryzujące generacje zabezpieczeń elektroenergetycznych.

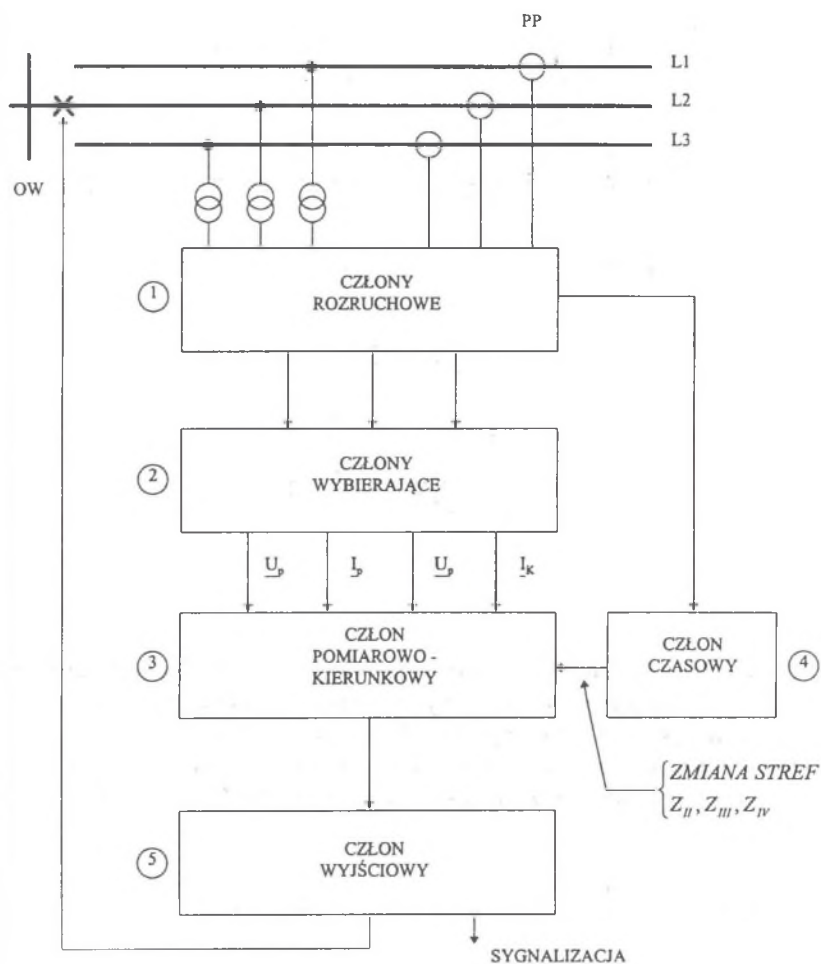
2. GENERACJA PIERWSZA: ZABEZPIECZENIA ELEKTROMECHANICZNE

Charakterystyczną cechą pierwszej generacji zabezpieczeń opartych na pomiarowych przekaźnikach elektroenergetycznych była ich *jednofunkcyjność*, polegająca na tym, że realizowana była tylko jedna jedyna funkcja, tj. *zabezpieczeniowa*. Przekazniki takie, jak: nadprądowe, pod- i nadnapięciowe, różnicowoprądowe czy odległościowe były wykonywane jako elementy odrębne, nie zintegrowane w zespoły dedykowane chroniące określony obiekt, np. generatory synchroniczne czy transformatory. Innymi słowy: wyposażenie konkretnego obiektu elektroenergetycznego w pełny zestaw aparatury przekaźnikowej polegało na kompletowaniu indywidualnych przekaźników, z których każdy miał swoje własne zadanie do spełnienia, i tak np. przekaźnik nadprądowy (nadmiarowoprądowy) wykrywał zwarcia wielkoprądowe, przekaźnik podnapięciowy (niedomiarowonapięciowy) reagował na niedopuszczalne obniżenie się napięcia np. na zaciskach silnika elektrycznego itp. Opisane zestawy przekaźników były montowane na tzw. tablicach przekaźnikowych, zaś połączenia elektryczne pomiędzy poszczególnymi przekaźnikami pomiarowymi, pomocniczymi, przekładnikami prądowymi i napięciowymi oraz wyłącznikami były wykonywane w postaci przewodów lub kabli sterowniczych. Zasilanie przekaźników w napięcie pomocnicze odbywało się głównie ze stacyjnych baterii akumulatorowych o napięciu znamionowym 220 V lub 110 V.

Pod względem zasady działania i konstrukcji przekaźniki elektromechaniczne wykorzystywały - podobnie jak ówczesne przyrządy pomiarowe - zjawiska elektromagnetyczne, elektrodynamiczne, indukcyjne i indukcyjno-dynamiczne. O ile w pierwszych dekadach dwudziestego wieku dominowały stosunkowo proste konstrukcje przekaźników elektromagnetycznych, to w późniejszym okresie stopień złożoności, a zatem i perfekcji wykonania przekaźników wzrastał. Przykładem takiego rozwiązania przekaźnika o złożonej strukturze jest elektromechaniczny przekaźnik odległościowy jednosystemowy, stosowany nadal w niektórych sieciach rozdzielczych SN. Jednosystemowość przekaźnika polega na tym, że ma on tylko jeden system (człon) pomiarowy, który obok podstawowego zadania, tj. pomiaru odległości do miejsca zwarcia, spełnia również rolę członu kierunkowego [1]. Człon pomiarowo-kierunkowy działa na zasadzie indukcyjnej, więc moment obrotowy zależy tu od miejsca występowania zwarcia (np. na linii elektroenergetycznej). W celu uzyskania wielostrefowości przekaźnika człon pomiarowo-kierunkowy musi współpracować z odpowiednim członem cza-

sowym, który odliczając kolejne stopnie czasowe, zmienia zakresy impedancji poszczególnych stref. Ważną sprawą jest przy tym, aby do członu pomiarowo-kierunkowego były doprowadzone takie prądy i napięcia, które zapewniają prawidłowy pomiar impedancji pętli zwarciowej. Wyboru tych wielkości pomiarowych dokonują bądź to człony rozruchowe nadprądowe, działające na zasadzie elektromagnetycznej, bądź też człony rozruchowe podimpedancyjne, działające na zasadzie indukcyjno-elektromagnetycznej.

Na rys. 1 przedstawiono uproszczony schemat blokowy przekaźnika odległościowego jednosystemowego, na rysunku 2 zaś jego charakterystyki rozruchowe.

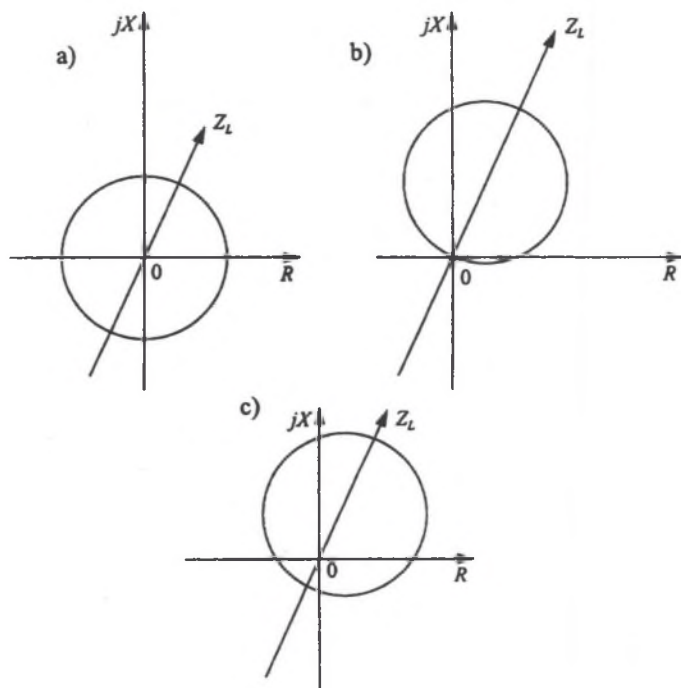


Rys. 1. Uproszczony schemat blokowy jednosystemowego przekaźnika odległościowego

Fig. 1. Simplified block diagram of a distance relay with a single measuring system

1 - starting elements, 2 - selectors, 3 - measuring - directional element, 4 - timer, 5 - output element

Najkrótsze czasy działania elektromechanicznych przekaźników odległościowych wynoszą 0,1 s, co w miarę wzrostu mocy zwarciovych w systemach elektroenergetycznych, zwłaszcza najwyższych napięć, ograniczyło możliwość ich stosowania. Cechą dodatnią natomiast tych rozwiązań jest niewrażliwość na sygnały zakłócające w wielkościach pomiarowych, mających charakter nieokresowy lub oscylacyjny.



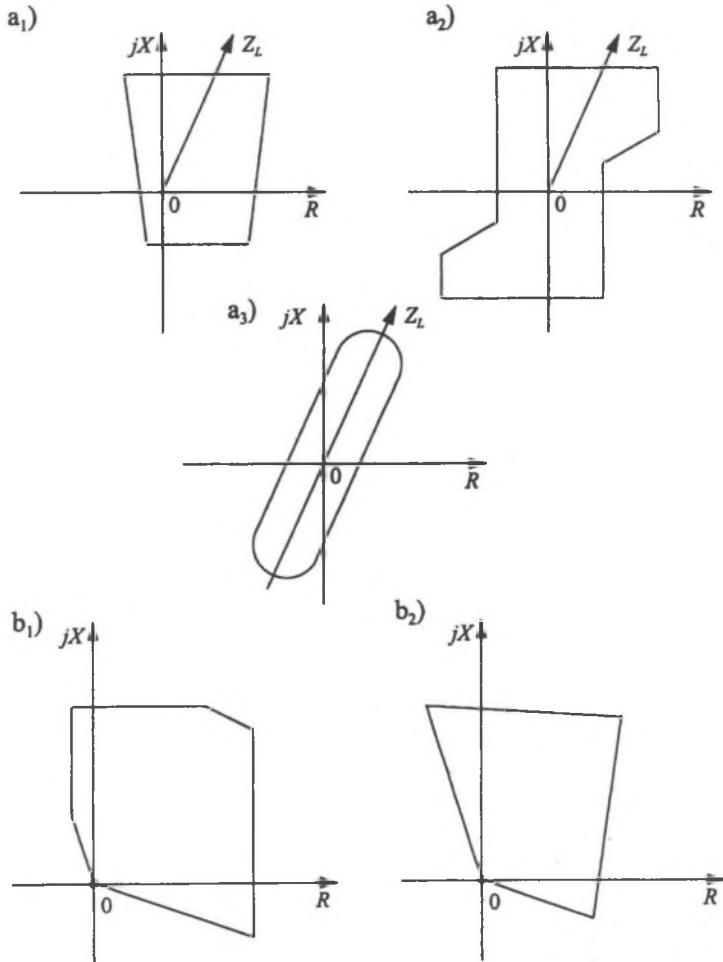
Rys. 2. Charakterystyki rozruchowe przekaźnika odległościowego dla: a) członów rozruchowych, b) członu pomiarowego do wykrywania zwarcí trójfazowych, c) członu pomiarowego do wykrywania zwarcí jedno- i dwufazowych

Fig. 2. Operating characteristics of a distance relay for: a) starting units, b) measuring unit for the detection of three-phase faults, c) measuring unit for single- and double-phase faults

3. GENERACJA DRUGA: ZABEZPIECZENIA STATYCZNE

W latach sześćdziesiątych, po okresie niepodzielnego panowania zabezpieczeń elektromechanicznych, nastąpiła era zabezpieczeń statycznych, budowanych przy użyciu elementów półprzewodnikowych: diod, tranzystorów, wzmacniaczy operacyjnych itp. Dzięki temu uzyskano możliwość skrócenia czasów działania zabezpieczeń do kilku milisekund, a w przy-

padku zabezpieczeń odległościowych - doskonalszego kształtowania charakterystyk rozruchowych. Typowe dotychczas charakterystyki w kształcie okręgów na płaszczyźnie impedancji zespolonej zastąpiono charakterystykami o kształtach przedstawionych na rys. 3, przez co uzyskano niewrażliwość zabezpieczeń na silne przeciążenia linii elektroenergetycznych lub na fałszowanie pomiaru odległości wskutek rezystancji przejścia w miejscu zwarcia.



Rys. 3. Charakterystyki rozruchowe statycznych przekładników odległościowych: a₁), a₂), a₃) - członów rozruchowych, b₁), b₂) - członów pomiarowych

Fig. 3. Operating characteristics of solid - state distance relays: a₁), a₂), a₃) - starting units, b₁), b₂) - measuring units

Skrócenie czasów działania w statycznych przekładnikach odległościowych uzyskano przez zastąpienie jednosystemowych przekładników przekładnikami wielosystemowymi, tzn.

mającymi nie jeden, lecz wiele systemów (członów) pomiarowych. Najbardziej rozpowszechnionymi rozwiązaniami są przekaźniki cztero- i sześciostanowe.

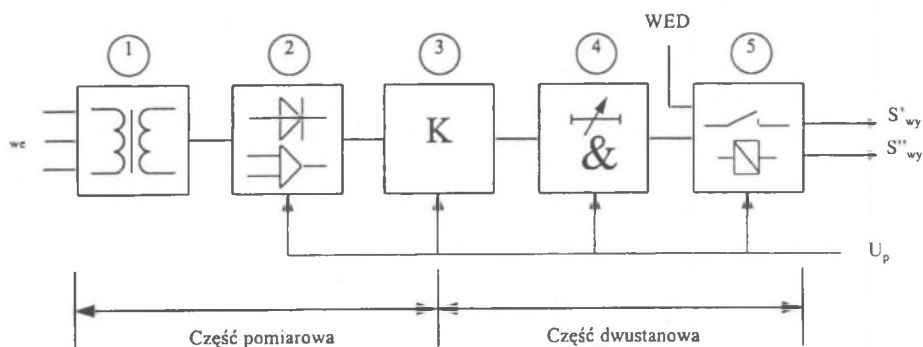
Klasycznym przykładem czterosystemowego przekaźnika jest rozwiązanie, w którym istnieją trzy człony pomiarowe reagujące na zwarcia jednofazowe lub zwarcie trójfazowe oraz jeden człon pomiarowy działający podczas zwarć dwufazowych. W tym przypadku istnieją także cztery człony rozruchowe podimpedancyjne o identycznym przyporządkowaniu rodzajów zwarć.

W przekaźnikach sześciostanowych trzy człony pomiarowe reagują na zwarcia jednofazowe, a trzy na zwarcia międzyfazowe.

W krajowym systemie elektroenergetycznym od wielu lat są eksploatowane nieprzełączalne, wielostanowe przekaźniki odległościowe pięciostanowe [5]. Człony pomiarowe w tych przekaźnikach są oparte na komparatorach amplitudy, zasilane z tak zwanych mini- i maksiselektorów, natomiast człony kierunkowe są realizowane za pomocą komparatorów fazy.

Na rys. 4 przedstawiono ogólną strukturę toru przetwarzania sygnałów w przekaźnikach statycznych. W strukturze tej można wyodrębnić dwie podstawowe części: pomiarową (analogową) i dwustanową; realizują one następujące funkcje:

- dopasowanie i filtrację sygnałów pomiarowych,
- porównywanie sygnałów i podjęcie decyzji,
- oddziaływanie na obiekt zabezpieczany lub inne elementy danego układu elektroenergetycznego.



Rys. 4. Ogólna struktura toru przetwarzania sygnałów w przekaźniku statycznym

1 - układ wejściowy, 2 - układ przygotowawczy, 3 - komparator, 4 - układ logiczno-czasowy, 5 - układ wyjściowy, WED - układ wejść dwustanowych, U_p - napięcie pomocnicze, S_{we} - sygnał wejściowy, S_{wy} - sygnał wyjściowy

Fig. 4. General structure of the data processing path in a solide-state (static) relay

1 - input module, 2 - preparatory module, 3 - comparator, 4 - time - logic module, 5 - output module, WED - binary input module, U_p - auxiliary voltage, S_{we} - input signal, S_{wy} - output signal

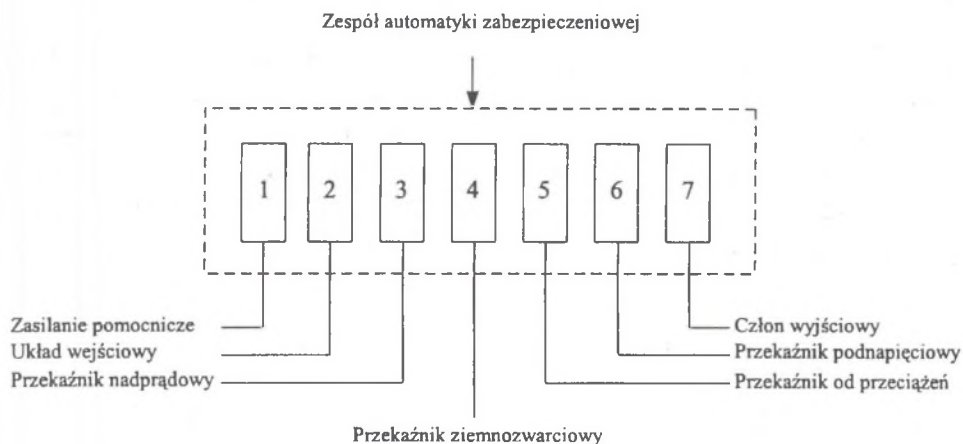
Kolejnym krokiem w rozwoju statycznych (elektronicznych) zabezpieczeń elektroenergetycznych było opracowanie i wprowadzanie do eksploatacji tzw. *zespołów automatyki zabezpieczeniowej*, których zasada budowy polega na zintegrowaniu wielu indywidualnych przekaźników statycznych, wykonanych w postaci modułów, w jedną całość [5]. Stanowią one obecnie najbardziej rozpowszechnioną aparaturę zabezpieczeniową nie tylko w energetyce krajowej.

Zgodnie z polską normą PN-86/E-88601 relacja między pojedynczym przekaźnikiem a zespołem automatyki zabezpieczeniowej jest następująca:

„Zespół automatyki zabezpieczeniowej jest to urządzenie elektryczne (elektroniczne) stanowiące konstrukcyjną i funkcjonalną całość, realizujące zadania automatyki zabezpieczeniowej w zakresie wykraczającym poza funkcję pojedynczego przekaźnika pomiarowego lub pośredniczącego”.

Na rysunku 5 przedstawiono ogólną zasadę tworzenia zespołów automatyki zabezpieczeniowej zgodnie z podaną wyżej definicją. Jako obiekt zabezpieczony wybrano silnik indukcyjny wysokiego napięcia, w którym automatyka zabezpieczeniowa powinna wykryć następujące zakłócenia:

- zwarcia międzyfazowe w uzwojeniu stojana,
- zwarcia doziemne w uzwojeniu stojana i na wyprowadzeniach silnika,
- przeciążenia cieplne,
- obniżenie i zanik napięcia zasilania silnika.



Rys. 5. Zasada tworzenia statycznych zespołów automatyki zabezpieczeniowej

Fig. 5. Principle of solid-state modules combined to form functional units into complete protection devices

1 - auxiliary supply, 2 - input module, 3 - overcurrent relay, 4 - earth - fault relay, 5 - overload relay, 6 - undervoltage relay, 7 - output relay

Konwencjonalny sposób wykrywania wymienionych zakłóceń za pomocą pojedynczych przekładników oznaczałoby zastosowanie przekładników takich, jak:

- nadprądowe (bezwłoczne),
- ziemnozwarciowe,
- od przeciążeń cieplnych,
- podnapięciowe.

Każdy z wymienionych przekładników miałby własne układy wejściowe i wyjściowe oraz zasilanie pomocnicze. W przeciwieństwie do takiego rozwiązania zespół automatyki zabezpieczeniowej z rysunku 5 ma wspólny moduł zasilania pomocniczego (1), wspólny układ wejściowy (2) i wspólny układ wyjściowy (7). Zasadnicze funkcje zabezpieczeniowe są natomiast realizowane przez moduły (3) do (6) odpowiadające poszczególnym przekładnikom.

Podany przykład jest, oczywiście, jednym z wielu możliwych rozwiązań. Zarówno struktura zespołów automatyki zabezpieczeniowej, jak i zasada tworzenia poszczególnych modułów zależą zarówno od charakteru zabezpieczanego obiektu, jak i od wytwórcy tych zespołów.

Krótkie czasy działania statycznych przekładników i zespołów automatyki zabezpieczeniowej, reagujących na zwarcia wieloprądowe w sieciach elektroenergetycznych o znacznych mocach zwarciovych i względnie dużych wartościach stałych czasowych (rzędu 100 i więcej milisekund) spowodowały powstanie problemu nie dotyczącego przekładników poprzedniej generacji (elektromechanicznych przekładników). Wynikało to ze sposobu dokonywania pomiarów w komparatorach amplitudy i fazy, stanowiących podstawowe człony mierzące w urządzeniach zabezpieczających drugiej generacji [6, 7]. Do tego doszło zjawisko przyspieszonego nasycenia konwencjonalnych przekładników prądowych pod wpływem składowej nieokresowej prądu zwarciovego, które w sposób istotny zniekształcało sygnały pomiarowe, na podstawie których komparatory miały podejmować prawidłowe decyzje o wyłączeniu lub niewyłączeniu zabezpieczanego obiektu elektroenergetycznego [8]. W wyniku nowych metod pomiarowych i konstrukcji przekładników oraz przekładników prądowych uzyskano zadowalającą niewrażliwość przekładników statycznych na sygnały zakłócające [9].

4. GENERACJA TRZECIA: ZABEZPIECZENIA CYFROWE

Dwa ostatnie dziesięciolecia przyniosły dynamiczny rozwój mikroprocesorów i ich zastosowanie w wielu dziedzinach techniki. Nie ominęło to także automatyki zabezpieczeniowej, choć tu - w przeciwieństwie do innych obszarów zastosowań - dynamika rozwoju była nieco mniejsza. Wynikało to głównie ze specyfiki tej automatyki, zwłaszcza w zakresie wymagań odnośnie do niezawodności i pewności działania. Okres tej nieodzownej przecież ostrożności, towarzyszący zawsze przemianom przełomowym, mamy chyba już za sobą i zapewne najbliższa przyszłość będzie zdominowana przez zabezpieczenia cyfrowe.

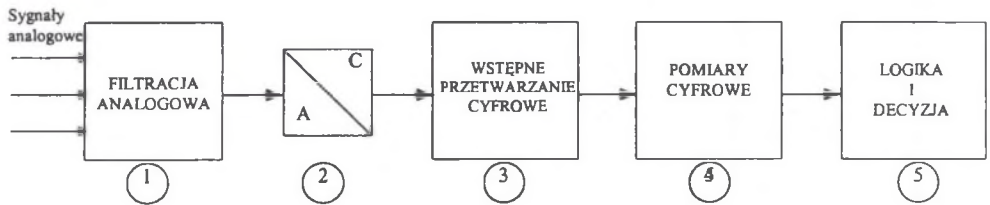
Korzyści z zastosowania układów cyfrowych w automatyce zabezpieczeniowej są wielostronne. Najczęściej wymienia się następujące [3, 10]:

- możliwość łatwego komunikowania się pomiędzy poszczególnymi urządzeniami cyfrowymi, i to nie tylko na obszarze danego pola czy stacji, ale także z ośrodkami i w całym systemie elektroenergetycznym, sprawia, że decyzje podejmowane przez dany układ zabezpieczeniowy mogą wynikać ze znacznie większej ilości informacji niż w przypadku urządzeń analogowych;
- moc obliczeniowa mikroprocesorów umożliwia realizowanie bardzo złożonych algorytmów zarówno w zakresie identyfikacji sygnałów, jak i podejmowania decyzji przy niepełnej informacji o istniejącym stanie systemu czy układu elektroenergetycznego;
- łatwo dostępna i niezwykle pojemna pamięć układów cyfrowych pozwala na zmagazynowanie oraz szybki dostęp do dużej ilości informacji ważnych dla podejmowania prawidłowej decyzji;
- układy cyfrowe mogą łatwo i często realizować automatyczne samotestowanie, co jest szczególnie ważne dla zapewnienia niezawodności działania układów zabezpieczeniowych;
- zintegrowane układy cyfrowe na obszarze pola, a zwłaszcza stacji elektroenergetycznej, mogą znacznie ograniczyć niezbędne okablowanie obwodów wtórnych, zmniejszając w ten sposób koszty budowy obiektów;
- układy cyfrowe zapewniają obsłudze znacznie skuteczniejszą informację i doradztwo, a także ułatwiają sprawozdawczość;
- koszt urządzeń cyfrowych ma charakter malejący; coraz powszechniej stosowane standardowe oprogramowanie sprawia, że koszt całkowity układów zabezpieczających i sterujących może być zredukowany.

Obecnie spotyka się dwa podstawowe typy architektury układów cyfrowych. Są to układy składające się z niezależnych, rozproszonych urządzeń cyfrowych, najczęściej mniej lub bardziej odwzorowujących działanie znanych analogowych (statycznych) zespołów automatyki zabezpieczeniowej, oraz układy zintegrowane, tworzące cały system zabezpieczeniowo-kontrolno-sterujący. Zapewne przyszłość będzie należeć do tych drugich. Ich charakterystyczne właściwości są następujące:

- wykorzystuje się wiele dedykowanych do poszczególnych zadań mikroprocesorów, z których każdy może komunikować się z pozostałymi;
- układy mają szereg poziomów hierarchicznych, przy czym im niższy poziom hierarchii, tym priorytety decyzyjne są wyższe;
- poszczególne mikroprocesory zapewniają sobie wzajemnie rezerwowanie funkcjonalne, dzięki czemu funkcje krytyczne - w tym realizacja zadań zabezpieczeniowych - mogą być wypełniane zarówno podczas automatycznego testowania, jak i przy pojedynczym uszkodzeniu elementu układu.

Na rysunku 6 przedstawiono ogólną strukturę toru przetwarzania sygnałów w cyfrowym urządzeniu zabezpieczeniowym. Człon 1 dokonuje dolnoprzepustową filtrację sygnałów zakłócających. W członie 3 przeprowadzane są dwie operacje: filtracja cyfrowa oraz ortogonalizacja przebiegów sinusoidalnych. Filtracja ma na celu wydobycie z sygnału (prądu lub napięcia) tych składowych, które są podstawą do określenia wielkości kryterialnych w procesie podejmowania decyzji. Natomiast ortogonalizacja ma na celu wyznaczenie składowych ortogonalnych przebiegu sinusoidalnego celem obliczenia jego amplitudy i fazy. W członie 4 następuje właściwy pomiar wartości wielkości kontrolowanej, np. amplitudy, mocy czynnej lub biernej, rezystancji i reaktancji pętli zwarciowej, częstotliwości, przesunięcia fazowego między sygnałami.



Rys. 6. Ogólna struktura toru przetwarzania sygnałów w cyfrowym urządzeniu zabezpieczeniowym

Fig. 6. General structure of the data processing path in a digital protective device

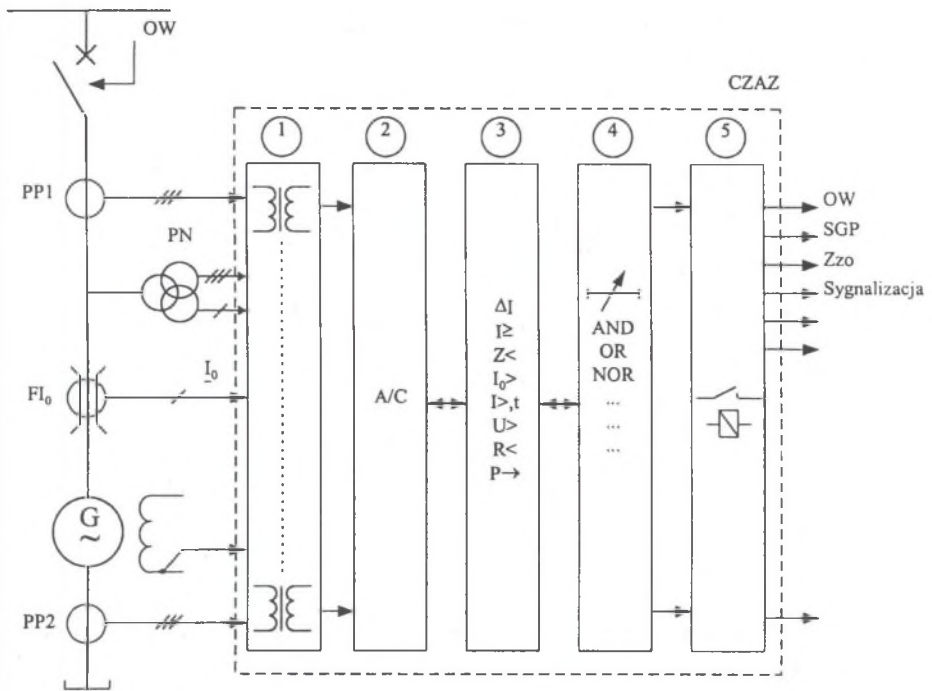
1 - analog filtering, 2 - a/d conversion, 3 - preparatory digital conversion, 4 - digital measurement, 5 - logic and decision

Z punktu widzenia struktury wewnętrznej cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej rozróżnia się [11]:

- strukturę dedykowaną, przypisaną konkretnemu zabezpieczeniu,
- strukturę otwartą, umożliwiającą przystosowanie danego zespołu automatyki zabezpieczeniowej do dowolnego obiektu.

Cechą charakterystyczną *struktury dedykowanej* jest to, że dany zespół jest przypisany w sposób trwały do określonego obiektu, zmiana zaś charakteru zabezpieczenia wymaga wymiany lub uzupełnienia zarówno w zakresie oprzyrządowania, jak i oprogramowania. Przykładem struktury dedykowanej jest cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej dla generatorów małej mocy [12], przedstawiony na rysunku 7.

Zaletą struktury *otwartej* zespołu automatyki zabezpieczeniowej jest łatwość jego dopasowania do prawie każdego obiektu elektroenergetycznego. Dopasowanie polega na odpowiednim wyborze aktywnych algorytmów z istniejącej biblioteki softwarowej, realizujących określone funkcje zabezpieczeniowe. Na rysunku 8 przedstawiono schemat blokowy takiego rozwiązania.



Rys.7. Schemat blokowy dedykowanego cyfrowego zespołu automatyki zabezpieczeniowej dla generatorów małej mocy

1 - moduł wejść analogowych, 2 - przetwornik analogowo-cyfrowy, 3 - moduł pomiarowy, 4 - moduł logiczno-czasowy, 5 - moduł sygnałów wyjściowych, OW - otwarcie wyłącznika, SGP - samoczynne gaszenie pola, Zzo - zamknięcie zaworu odcinającego dopływ pary

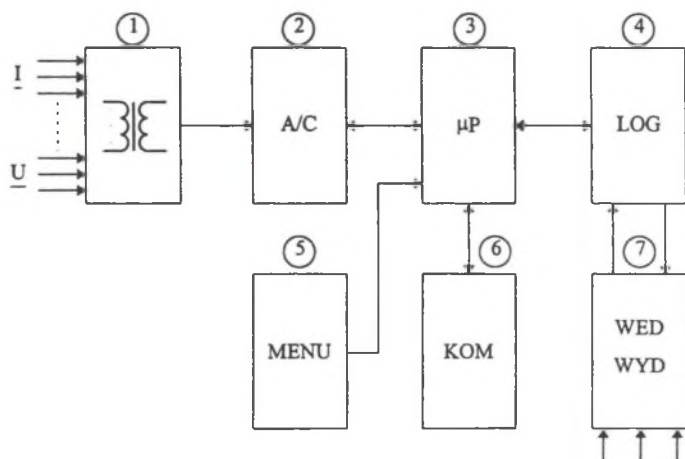
Fig. 7. Block diagram of a dedicated digital protection unit for a generator of small power

1 - analog inputs module, 2 - analog to digital converter, 3 - measurement module, 4 - logic/time module, 5 - output signals module. OW - opening of the circuit breaker W, SGP - de-excitation switch, Zzo - turbine emergency stop valve

Na zakończenie należy bezwzględnie uwypuklić dwie cechy cyfrowych zabezpieczeń elektroenergetycznych, mianowicie ich łatwą adaptacyjność oraz wielokryterialność.

Adaptacyjność oznacza zdolność do samoczynnego przystosowania się zabezpieczenia do aktualnych warunków panujących w obiekcie zabezpieczonym lub systemie elektroenergetycznym, którego dany obiekt jest składnikiem [13]. Adaptacja może polegać na zmianie charakterystyki rozruchowej lub wartości rozruchowej, czasów działania, stref działania itp. [13]. Wymienione cechy miały wprawdzie już niektóre zabezpieczenia wcześniejszych generacji, np. przekaźniki odległościowe, które współpracując z urządzeniami do samoczynnego ponownego załączania w sposób automatyczny skracaly zasięg pierwszej strefy działania, jednak technika cyfrowa w dużo większym zakresie i w sposób doskonalszy ułatwia adaptacyjność [14]. Zabezpieczenia adaptacyjne korzystają z wielu narzędzi matematycznych, do

których należą m.in. modele deterministyczne, logika dwuwartościowa i rozmyta, algorytmy wielokryterialne i sieci neuronowe [3].



Rys. 8. Schemat blokowy cyfrowego zespołu automatyki zabezpieczeniowej o strukturze otwartej

1 - moduł wejść analogowych, 2 - przetwornik A/C, 3 - moduł główny, 4 - moduł logiki, 5 - moduł konfiguracji zespołu, 6 - moduł z dodatkowym procesorem komunikacyjnym, 7 - moduł wejść i wyjść analogowych

Fig. 8. Block diagram of a digital protection unit with open-structure

1 - analog inputs module, 2 - analog to digital converter, 3 - main module, 4 - logic module, 5 - configuration module, 6 - module with additional communication processor, 7 - binary in-and outputs

Wielokryterialność oznacza jednoczesne wykorzystanie większej ilości kryteriów działania o różnej skuteczności rozpoznawania stanów przed awaryjnym wyłączeniem obiektu zabezpieczanego. Przykładem może być algorytm realizowany w zabezpieczeniach różnicowoprądowych transformatorów, w którym jako kryteria przyjmuje się zarówno wartość prądu różnicowego, jak i odpowiedni poziom harmonicznych. Innym przykładem jest dwukryterialne zabezpieczenie szyn zbiorczych, z których jednym kryterium jest prąd różnicowy, drugim zaś fazy poszczególnych prądów.

5. WNIOSKI

Trwający od około stu lat rozwój zabezpieczeń elektroenergetycznych można podzielić na trzy zasadnicze etapy. W pierwszym etapie obiekty elektroenergetyczne chronione były w sposób automatyczny za pomocą mniej lub bardziej złożonych przekaźników elektro-

mechanicznych. Wiele tych rozwiązań jeszcze dziś jest zainstalowanych w układach elektroenergetycznych spełniając z powodzeniem wymagania stawiane automatyce zabezpieczeniowej.

W drugim etapie rozwoju automatyki zabezpieczeniowej wykorzystane zostały statyczne przekaźniki i zespoły zabezpieczeniowe. Dzięki technice elektronicznej udoskonalone zostały właściwości zabezpieczeniowe, w tym m.in. zabezpieczeń odległościowych. W wyniku powstania zespołów automatyki zabezpieczeniowej w sposób istotny uproszczone zostały obwody wtórne.

Od kilku lat widoczny jest dynamiczny rozwój zabezpieczeń elektroenergetycznych trzeciej generacji opartej na technice cyfrowej. Cenne zalety techniki cyfrowej umożliwiły dalsze udoskonalenie właściwości zabezpieczeniowych i wymianę informacji między zabezpieczeniami innych obiektów, a także różnymi układami sterowania, nadzoru itp. Ułatwia to wykorzystanie takich cech zabezpieczeniowych, jak adaptacyjność, wielokryterialność, redundancja, samotestowanie itp.

Dalszy rozwój automatyki zabezpieczeniowej zapewne w bardzo wielkim stopniu będzie oparty na wypróbowanych kryteriach, natomiast coraz doskonalsze systemy cyfrowe i możliwość wykorzystywania większej ilości informacji dostarczanych dzięki odpowiednim sieciom transmisji cyfrowej będą decydowały o kierunku modernizacji tej automatyki; jedno jest pewne: jak długo będą istniały systemy elektroenergetyczne, tak długo będą także potrzebne zabezpieczenia elektroenergetyczne działające według zasady:

Obserwować - wykrywać - rozpoznawać - zlokalizować - zadecydować (np. wyłączyć obiekt).

LITERATURA

1. Ungrad H.: Vom Primärrelais zum Mikroprozessorrelais. Bulletin SEV/VSE, nr 11, 1995, s.11-17.
2. Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Tomy 1, 2, 3. WNT, Warszawa 1979, 1985, 1987.
3. Ungrad H., Winkler W., Wiszniewski A.: Protection techniques in electrical energy systems. Marcel Dekker Inc., New York-Basel-Hong Kong 1995.
4. Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. WNT, Warszawa 1999.
5. Wróblewski J.: Zespoły elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. WNT, Warszawa 1993.
6. Żydanowicz J.: Wpływ składowej nieokresowej prądu zwarciovego na komparatory fazowe koincydencyjne do zabezpieczeń odległościowych. Arch. Elektrotechniki, nr 2, 1969, s. 347-362.

7. Winkler W.: Wpływ procesów przejściowych na działanie zabezpieczeń elektroenergetycznych z komparatorami amplitudy. ZN Pol. Śląskiej, nr 373, Gliwice 1973.
8. Wiszniewski A.: Przekładniki w elektroenergetyce. WNT, Warszawa 1992.
9. Winkler W.: Korrekte Funktionsweise von Schutzeinrichtungen trotz temporärer Stromwandlersättigung. Elektrie, nr 6, 1989, s. 211-213.
10. Wiszniewski A.: Algorytmy pomiarów cyfrowych w automatyce elektroenergetycznej. WNT, Warszawa 1990.
11. Halinka A., Winkler W.: Struktury współczesnych cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej. Automatyka elektroenergetyczna, nr 4, 1996, s.18-22.
12. Wróblewska S.: Mikroprocesorowy zespół automatyki zabezpieczeniowej generatora. Automatyka elektroenergetyczna, nr 4, 1995, s.17-20.
13. Wiszniewski A., Winkler W.: Czy zaczyna się era zabezpieczeń adaptacyjnych? Automatyka elektroenergetyczna, nr 2-3, 1996, s.23-25.
14. Proceedings of the CIGRE Study Committee 34-Symposium, Session Papers PS2, Stockholm, Rep. 34-201-34-212.

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 maja 2000 r.

Abstract

The evolution of power system protection technique is changing continuously from the very beginning of the introduction of a.c. power systems with all they fundamental elements like: synchronous generators, transformers, transmission lines and feeders, bus-bars, electric motors, etc.

The first protective elements where high voltage fuses and primary overcurrent releases. However, the first classical generation of protective relays, supplied with currents and/or voltages from respective measuring transformers, where based on electromechanical principles, similar to measuring instruments used at that time. Thus, the following relays were developed and introduced: electromagnetic, induction, electrodynamic etc. armature relays. This relay generation performs only one simple function, i.e. the *protection function*. Many individual relays, for example overcurrent, differential, distance relays where separately mounted on switchboards and permanently wired with the measuring transformers, circuit breakers and other elements of the protected object (generator, transformer etc.). This generation reached the top of its stage of development in the period 1950-1960 [1]. It has to be underlined however, that this generation of protective devices is still in operation with good results, not only in Poland but also in West Europe and USA.

The next step of evolution is characterized by the application of solid-state relays, also referred as analog static relays (second generation). While in the initial phase (i.e. in the sixties of the 20th century) these relays where also separately mounted, they afterwards where integrated into *protective sets*, being a combination of several relays, usually rack-mounted, dedicated to a given power system element, e.g. power transformer, feeder, etc. Thanks to the use of standardized modules many benefits where achieved, e.g. easy fault-finding benefits and correction using pre-tested replacement modules, consistent standard interfaces, simpli-

fied testing using user's test equipment, higher performance, short operating times, lower power consumption, more sophisticated operating characteristics (e.g. distance relays). It is however to emphasize that this technology, nowadays widely used in power systems of various countries, has also functional constrains, since only protection tasks are realized.

The third generation of protection systems, i.e. based on the digital (numerical) technique has been developed during the last twenty years and is applied practically in the last decade. In course the time a significant progress in the microprocessor technology and communication facilities has been reached, enabling the integration of protective functions into complete automation systems including monitoring, control, measurements and communication functions. Thanks to this technique further improvements have been achieved in comparison with analogue protective sets, among them are: the compact design and few hardware units, modular software, continuous self-monitoring and diagnostics, adaptivity, local and remote control via serial communication ports, easy application of new fault detection methods.