

Struktury automatyki elektroenergetycznej poprawiające współpracę źródeł rozproszonych z SEE

Streszczenie. Źródła rozproszone są przyłączane obecnie do sieci dystrybucyjnej bez znaczących modernizacji układów automatyki elektroenergetycznej tej sieci. Może to prowadzić m.in. do pogorszenia eliminacji stanów zakłóceń występujących w tej sieci. Niejednokrotnie modyfikacja istniejących struktur automatyki sieciowej wydaje się niewystarczająca – w szczególności w układach o dużym nasyceniu źródłami rozproszonymi. Proponuje się zatem poszukiwanie nowych rozwiązań w tzw. obszarowych układach automatyki elektroenergetycznej.

Abstract. Distributed sources are currently connected to the power distribution network without significant modernization of power automation of the power network. For example, it can deteriorate the elimination of faults in the power network. In some case automatic of the existing structures modification it seems insufficient - in particular in systems with a high "saturation" of distributed sources. It is proposed that we should search for new solutions in systems of power automation area. (The structures of power automation to improve cooperation diffuse sources of power system).

Słowa kluczowe: elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, automatyka obszarowa, generacja rozproszona, sieć dystrybucyjna.
Keywords: power system protection, area automatic system, distributed generation, power distribution network.

doi:10.12915/pe.2014.09.33

Wstęp

Problematyka związana z poprawną współpracą źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym (SEE) jest zagadnieniem, które w obliczu przewidywanego rozwoju generacji rozproszonej nabiera coraz większego znaczenia. Stosowane obecnie w sieci dystrybucyjnej układy automatyki elektroenergetycznej tworzą struktury sterownicze i zabezpieczeniowe zapewniające odpowiedni poziom bezpieczeństwa pracy elementów sieciowych przy przesyłaniu energii elektrycznej z sieci najwyższych napięć w kierunku odbiorców. Obserwowany w ostatnich latach rozwój niewielkich źródeł wytwórczych (tzw. rozproszonych źródeł energii) przyłączanych do sieci dystrybucyjnej powoduje, że przyjęta w tych sieciach zasada jednokierunkowego przesyłu energii elektrycznej przestaje obowiązywać. Może to prowadzić do pogorszenia się warunków funkcjonowania struktur elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ), gdyż źródła rozproszone często są przyłączane do sieci bez większych modyfikacji istniejących układów EAZ instalowanej w tej sieci. Wynika stąd potrzeba znacznej modyfikacji istniejących struktur automatyki bądź opracowania nowych obszarowych struktur automatyki elektroenergetycznej, które w sposób prawidłowy realizowałyby zadania EAZ również w układach cechujących się dużym nasyceniem źródłami rozproszonymi.

Współpraca źródeł rozproszonych z SEE w stanach zakłóceń

Po przyłączeniu źródeł rozproszonych do sieci dystrybucyjnych mogą wystąpić problemy związane m.in. z prawidłową identyfikacją stanów zakłóceń przez układy EAZ. Przyczyny i skutki tego zjawiska oraz zakres modyfikacji EAZ sieci jaki powinien towarzyszyć przyłączaniu źródeł rozproszonych przedstawiono m.in. w [1], [2], [3]. Jak już wspomniano w większości przypadków przyłączaniu źródeł rozproszonych nie towarzyszy modyfikacja struktur EAZ tej sieci. W celu minimalizacji niewłaściwego działania układów automatyki operatorzy sieci dystrybucyjnych wprowadzili, dla źródeł rozproszonych, wymóg stosowania tzw. zabezpieczeń dodatkowych lub zabezpieczeń od skutków przejścia do pracy wyspowej. Jednym z podstawowych zadań tych zabezpieczeń jest odcięcie od sieci źródeł rozproszonych w stanach zakłóceń zwarciovych. Dzięki temu przywracany

jest jednokierunkowy przepływ prądów zwarciovych (od SEE do miejsca zakłócenia) i tym samym spełniane są warunki do prawidłowego działania EAZ sieci.

Prawidłowe działanie zabezpieczeń dodatkowych i zabezpieczeń od skutków przejścia do pracy wyspowej wymaga stosowania wyostrzonych nastaw tych zabezpieczeń (tab.1). Restrykcyjna ich parametryzacja powoduje znaczące zwiększenie prawdopodobieństwa działania zbędnego tych zabezpieczeń np. w trakcie odległych zakłóceń zwarciovych występujących w innym obszarze sieciowym lub w sieci o wyższym poziomie napięcia. Podkreśla się również, że taka parametryzacja tych zabezpieczeń może prowadzić do nagłego zbędnego wyłączenia generacji rozproszonej pracującej na dużym obszarze sieciowym podczas awarii systemowej. W konsekwencji może to powodować znaczące zwiększenie stanów przejściowych występujących w SEE i prowadzić do dalszego rozwoju występującej awarii.

Tabela 1. Orientacyjne nastawy zabezpieczeń dodatkowych generatorów synchronicznych od nienormalnych warunków pracy

Kryterium	U<	U<<	U>	U>>	f<	f<<	f>	$\Delta\theta$	df/dt
Nastawa	(0,85 - 0,90) Un	(0,75 - 0,80) Un	(1,10 - 1,15) Un	(1,15 - 1,25) Un	(49,5 - 49,8) Hz	(49,0 - 49,5) Hz	(50,5 - 51,0) Hz	(6 - 8) °	(*) Hz/s
Opóźnienie [s]	0,5- 1,5	0,2- 0,5	0,5- 1,5	0,1- 0,2	0,2- 0,3	0,1- 0,2	0,1- 0,2	-	-

*- dobierane indywidualnie

sieci oraz od utraty połączenia z SEE [4]

Obecne, kiedy sumaryczna moc generacji rozproszonej zainstalowanej w SEE nie jest znacząca, zbędne wyłączenia powodowane przez działanie zabezpieczeń dodatkowych nie wpływają w sposób istotny na pracę SEE. Jednak już niebawem sytuacja ta może ulec zmianie, gdyż perspektywy rozwoju źródeł rozproszonych wskazują jednoznacznie na znaczący wzrost wartości mocy zainstalowanych w energetyce rozproszonej [5].

Przeprowadzone analizy [6] wskazują, że poprawa warunków pracy EAZ w układach sieciowych z generacją rozproszoną jest problematyczna m.in. ze względu na stosowanie uproszczonych rozwiązań aparatury pomiarowej oraz niedostateczny rozwój techniczny układów automatyki zabezpieczeniowej i restytucyjnej pracujących w sieci dystrybucyjnej (w szczególności w sieci SN i nn).

Ponadto istotną barierę stanowi również niewielka liczba łączy telekomunikacyjnych i układów telemechaniki cechujących się parametrami przesyłu informacji umożliwiającymi ich wykorzystanie do realizacji zadań EAZ. Podkreśla się także, że w układach sieciowych cechujących się dużym nasyceniem generacji rozproszonej zapewnienie prawidłowej eliminacji zakłóceń przy wykorzystaniu konwencjonalnych zabezpieczeń (bazujących na lokalnych sygnałach pomiarowych), bez konieczności „masowego” odcinania źródeł rozproszonych, będzie bardzo trudne do osiągnięcia, a w niektórych przypadkach może okazać się wręcz niemożliwe. W związku z tym rozwiązań przytoczonych problemów proponuje się poszukiwać w tzw. obszarowych układach automatyki zabezpieczeniowej, które mają możliwość nadzorowania pracy wybranego obszaru sieciowego.

Struktury obszarowej automatyki elektroenergetycznej poprawiające współpracę źródeł rozproszonych z SEE

Występująca duża zmienność konfiguracyjna i funkcjonalna układów sieciowych o dużym nasyceniu źródłami rozproszonymi powoduje, że wiele operacji w tej sieci jest wzajemnie ze sobą powiązanych i nie można ich traktować rozdzielnie. W związku z tym układy EAZ bazujące na sygnałach z lokalnej aparatury pomiarowej (zainstalowanej w tzw. punkcie zabezpieczeniowym) w wielu przypadkach nie są w stanie prawidłowo identyfikować i lokalizować występujących zakłóceń. Zatem w takich układach sieciowych koniecznym jest wprowadzenie wzajemnych powiązań decyzyjnych pomiędzy układami automatyki nadzorującymi pracę źródeł rozproszonych i układami automatyki sieciowej. W związku z tym w układach sieciowych z przyłączoną dużą ilością źródeł rozproszonych proponuje się wprowadzenie nadrzędnych obszarowych systemów EAZ [7], [8], które pozyskując informacje będą w stanie prawidłowo identyfikować i lokalizować zakłócenie oraz wypracować właściwe decyzje o sposobie pracy źródeł rozproszonych (zał/wył, wartości mocy produkowanej, trybie pracy stosownie do zaistniałego zakłócenia). Jednym z takich systemów jest proponowany przez autorów system Nadrzędnej Automatyki Generacji Rozproszonej (NAGR), którego dokładny opis przedstawiono w [9]. Cechą charakterystyczną tego systemu jest podejmowanie decyzji z uwzględnieniem szeregu informacji pochodzących z nadzorowanego układu sieciowego pozyskiwanych m.in. za pomocą dedykowanych do tego celu układów odpowiednio rozmieszczonych w nadzorowanym układzie sieciowym i systemu SCADA operatora systemu dystrybucyjnego. Zakłada się, że dzięki temu wypracowane decyzje będą szczególnie dobrze dobrane do zaistniałych zakłóceń.

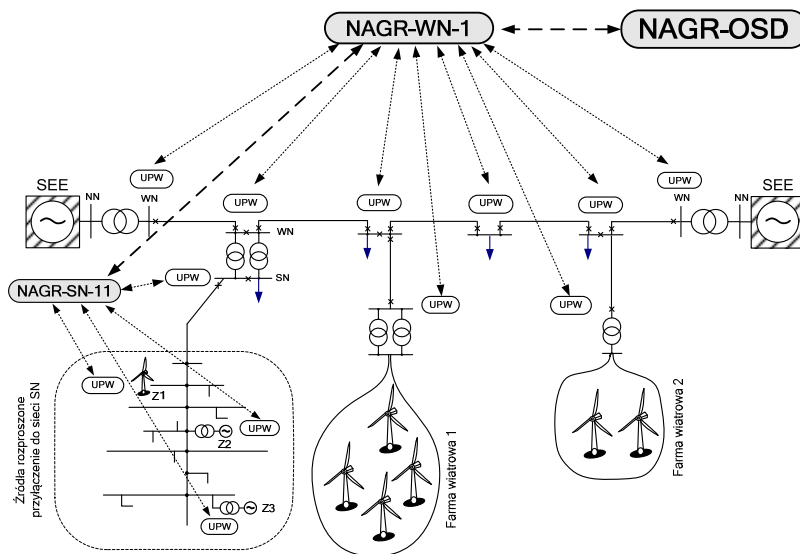
Podstawowym zadaniem systemu NAGR jest sprawowanie nadzoru nad wybranym obszarem sieci dystrybucyjnej z przyłączonymi źródłami rozproszonymi w taki sposób, aby zapewnić bezpieczeństwo odbiorców, elementów sieciowych i źródeł wytwórczych, przy jednoczesnym zwiększeniu stabilności współpracy układów źródło – SEE na występujące zakłócenia.

Podstawowe cechy charakterystyczne systemu NAGR:

- zasięg obejmujący wybrany obszar sieci dystrybucyjnej,
- rozproszona struktura elementów systemu,

- warstwowa struktura identyfikacyjno-decyzyjna,
- wykorzystanie systemów teleinformatycznych dedykowanych dla celów EAZ,
- bazowanie na pomiarach obszarowych wykonywanych za pomocą tzw. technik pomiarów synchronicznych,
- realizacja szerokiego zbioru zadań – mogącego wykraczać znacznie poza zakres zadań realizowanych w konwencjonalnych układach EAZ,
- podwyższona poprawność podejmowanych decyzji względem konwencjonalnych układów automatyki.

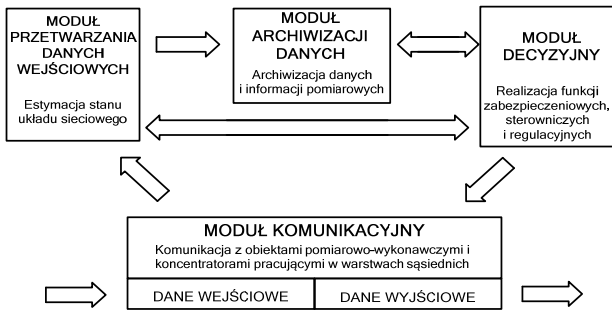
Na rysunku 1 przedstawiono koncepcję systemu NAGR na przykładzie wybranego fragmentu układu elektroenergetycznego. Wybrany układ sieciowy jest typowym przykładem, który może wystąpić jako skutek rozwoju generacji rozproszonej w strukturach KSE.



Rys.1. Realizacja systemu NAGR na przykładzie fragmentu sieci dystrybucyjnej z generacją rozproszoną

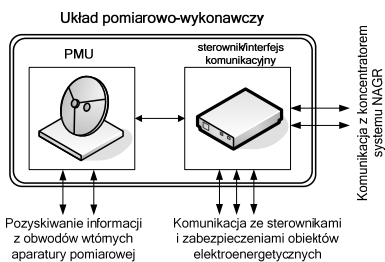
Głównymi elementami systemu NAGR są koncentratory identyfikacyjno-decyzyjne: NAGR-OSD – główny koncentrator systemu, NAGR-WN – koncentrator nadzorujący fragment sieci WN, NAGR-SN – koncentrator nadzorujący fragment sieci SN i nn. Koncentratory te na podstawie informacji uzyskanych z monitorowanego fragmentu sieciowego (a także koncentratorem warstw sąsiednich), wypracowują najbardziej wiarygodny „obraz” stanu pracy nadzorowanego fragmentu sieci, dokonują identyfikacji stanu pracy tej sieci oraz podejmują odpowiednie decyzje do zaistniałej sytuacji. Odbywa się to za pomocą stosownych operacji realizowanych w poszczególnych modułach koncentratorem identyfikacyjno-decyzyjnych (rys.2). Podstawowym zadaniem modułu komunikacyjnego jest wymiana informacji poprzez sieć teleinformatyczną z układami pomiarowo-wykonawczymi (pracującymi w wyznaczonym dla danego koncentratora obszarze sieci) oraz realizacja komunikacji z koncentratorami pracującymi w warstwach sąsiednich. Głównym zadaniem modułu przetwarzania danych wejściowych jest wyznaczenie estymaty stanu nadzorowanego fragmentu układu sieciowego. Z kolei w module archiwizacji danych jest dokonywana archiwizacja danych generowanych przez moduł przetwarzania danych wejściowych, a także sygnałów decyzyjnych wypracowanych w module decyzyjnym. To właśnie w module decyzyjnym następuje realizacja poszczególnych funkcji, których algorytmy są dobrane do zadań stawianych danemu koncentratorowi. Rodzaj oraz zakres tych zadań uzależniony jest przede wszystkim od przeniesienia danego

koncentratora (warstwy w której pracuje). Wypracowane decyzje są przekazywane m.in. do układów pomiarowo-wykonawczych zainstalowanych w poszczególnych punktach sieci dystrybucyjnej.



Rys.2. Proponowana struktura blokowa koncentratora identyfikacyjno-decyzyjnego systemu NAGR

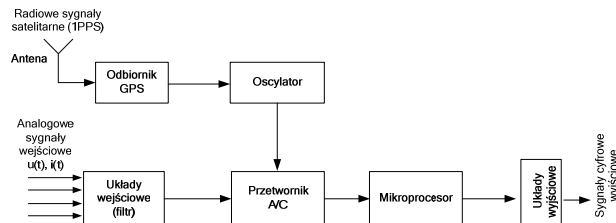
Pozyskiwanie danych bezpośrednio z nadzorowanego obiektu elektroenergetycznego i oddziaływanie na ten obiekt realizowane jest za pomocą układów pomiarowo-wykonawczych (UPW). Proponowaną strukturę tych układów przedstawiono na rysunku 3. Układy UPW, oprócz bezpośredniej komunikacji z aparaturą łączeniową, sterownikami i zabezpieczeniami obiektów elektroenergetycznych, wyznaczają tzw. synchronfazory napięć i prądów na podstawie sygnałów analogowych występujących w obwodach wtórnych (pomiarowych) tych obiektów. Synchronfazory wykorzystywane w systemie NAGR wyznaczane są w dedykowanych do tego celu modułach PMU (ang. *phasor measurements units*).



Rys.3. Struktura urządzenia pomiarowo-wykonawczego

Z przeprowadzonych analiz dotyczących możliwości tworzenia technik pomiarów synchronicznych (z wykorzystaniem istniejących urządzeń) wynika, że na potrzeby systemu NAGR nie można wykorzystać standardowych urządzeń PMU oferowanych przez czołowych producentów automatyki elektroenergetycznej. Fazory napięć i prądów wyznaczone przez te urządzenia nadają się do analiz elektromechanicznych (o niewielkiej dynamice lub quasi-stacycznych) stanów pracy SEE. Przy tworzeniu obszarowych układów automatyki, które mają poprawnie realizować swoje zadania również podczas silnych zakłóceń i towarzyszących im dynamicznych stanów przejściowych SEE, istotną kwestią jest zapewnienie zgodności działania urządzeń PMU. Przez zgodność działania urządzeń PMU (np. różnych producentów) rozumie się, oprócz zgodności standardów komunikacyjnych i postaci danych, również identyczność działania w stanach przejściowych [10]. W związku z tym zgodnie z przyjętymi założeniami realizacja synchronicznych pomiarów przez system NAGR będzie się odbywać za pomocą dedykowanych do tego celu modułów PMU o specyficznych właściwościach. Zastosowane

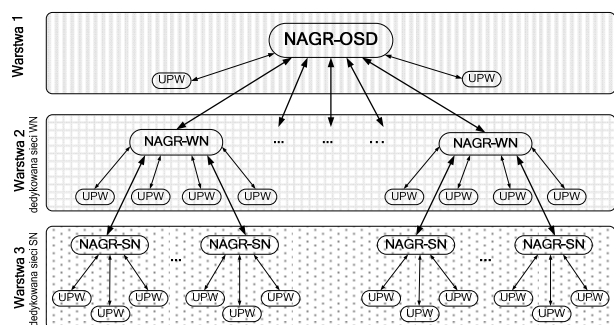
moduły PMU powinny cechować się parametrami przetwarzania sygnałów umożliwiającymi wiarygodne porównanie wyznaczonych synchronofazorów również podczas występujących zakłóceń i towarzyszących im stanów przejściowych. W związku z tym zakłada się, że w modułach PMU dedykowanych dla systemu NAGR wyznaczone będą fazory napięć i prądów wszystkich trzech faz z rozdzielczością 10 ms (częstotliwością 100 Hz) na podstawie dostarczonych trójfazowych sygnałów analogowych pochodzących z obwodów wtórnych przekładników napięciowych i prądowych nadzorowanych obiektów elektroenergetycznych. Tor przetwarzania tych sygnałów w module PMU pokazano na rysunku 4. Zgodnie z tym rysunkiem proponuje się, aby każdy analogowy sygnał wejściowy poddawany był filtracji wstępnej w filtrze anty-aliasingowym i następnie przekazywany do przetwornika analogowo-cyfrowego (A/C). W przetworniku A/C następuje próbkowanie i konwersja sygnałów analogowych na ciąg wartości cyfrowych nazywanych próbkami cyfrowymi. Zakłada się, że próbkowanie sygnałów analogowych będzie dokonywane z częstotliwością co najmniej 1000 Hz (częstotliwość taka jest zwykle wykorzystywana w układach EAZ [11]). Zadaniem oscylatora jest bardzo dokładne wysyłanie impulsów, za pomocą których będzie nadawana etykieta czasu poszczególnym próbkom. Wyznaczone próbki cyfrowe są przekazywane do mikroprocesora, w którym wyznacza się fazory wielkości elektrycznych (dla każdej z faz) za pomocą odpowiednich algorytmów filtracji i estymacji. Każdemu z wyznaczonych fazorów zostanie nadany znacznik czasu, który odpowiadać będzie znacznikowi pierwszej próbki występującej w oknie pomiarowym. Do zapisu wyniku proponuje się stosowanie odpowiedniego formatu danych opisanego m.in. w normie [12], który jest dogodny dla przesyłu sieciami teleinformatycznymi.



Rys.4. Struktura blokowa modułu PMU będącego elementem składowym układów pomiarowo-wykonawczych systemu NAGR

Wielowarstwowa struktura systemu NAGR

Konieczność realizacji przez system NAGR szeregu operacji przestrzennie rozłożonych wymusza hierarchiczne (warstwowe) i przestrzenne rozproszenie struktury tego systemu (rys.5).

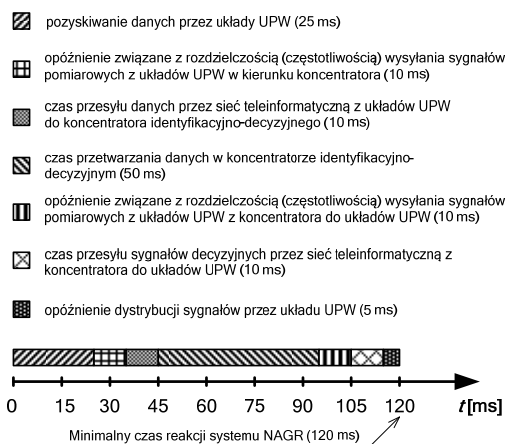


Rys.5. Struktura funkcjonalna systemu NAGR zawierająca m.in. powiązania między podstawowymi elementami systemu

Wprowadzenie warstwowej struktury umożliwia dekompozycję złożonych zagadnień identyfikacyjno-decyzyjnych występujących dla dużego obszaru sieciowego na zadania cząstkowe realizowane w koncentratorach identyfikacyjno-decyzyjnych nadzorujących poszczególne fragmenty tego obszaru. Możliwość realizacji zadań w koncentratorach pracujących w warstwach niższych (NAGR-WN, NAGR-SN) znacznie zmniejsza zakres zadań realizowanych przez koncentrator główny (pracujący w warstwie najwyższej). Wykonywanie zadań na poziomach niższych ogranicza też liczbę informacji przesyłanych do jednostek nadrzędnych i wpływa znacząco na skrócenie czasu podejmowania decyzji i reakcji systemu na występujące zdarzenia (część decyzji może być wypracowywana tylko na podstawie informacji z nadzorowanego obszaru sieciowego bez potrzeby pobierania informacji z koncentratorów warstw wyższych).

Zakres zadań realizowanych przez NAGR

Zakres zadań, do którego może być wykorzystany proponowany system NAGR, jest determinowany m.in. minimalnym czasem reakcji tego systemu na występujące zakłócenia, który liczony jest od chwili powstania zakłócenia do chwili podania sygnału na elementy wykonawcze obiektu elektroenergetycznego (np. wyłączniki lub sterowniki). Z przeprowadzonych analiz, przedstawionych w [9], wynika, że czas ten warunkowany jest szeregiem opóźnień cząstkowych (rys.7) wprowadzanych przez układy UPW, sieć teleinformatyczną oraz koncentrator identyfikacyjno-decyzyjny i kształtuje się na poziomie 120 ms.

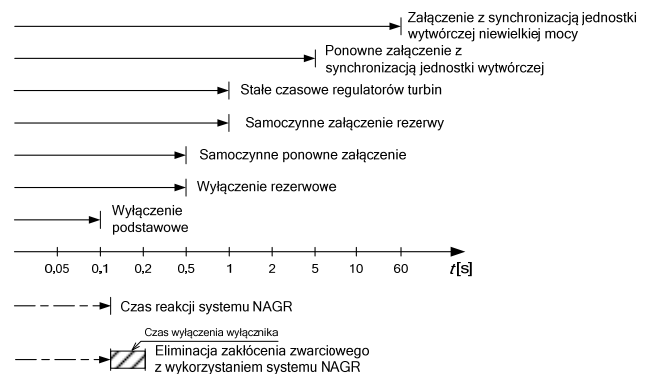


Rys.7. Minimalny czas reakcji systemu NAGR - opóźnienia cząstkowe

Wyznaczając zakres zadań dla systemu NAGR, oprócz minimalnego czasu reakcji na występujące zakłócenia, powinno się również uwzględnić czas zadziałania elementów wykonawczych obiektów elektroenergetycznych (np. wyłączników lub sterowników). Przykładowo, sumując minimalny czas reakcji systemu NAGR (120 ms) z czasem otwarcia wyłącznika, uzyskuje się całkowity (minimalny) czas wyłączenia dokonywanego przez proponowany system, który może zawierać się w przedziale 150 ÷ 210 ms – w zależności od przyjętego czasu otwarcia wyłącznika 30 ÷ 90 ms.

Analizę możliwości wykorzystania systemu NAGR do realizacji zadań automatyki elektroenergetycznej przeprowadzono m.in. na podstawie zestawienia czasu reakcji systemu NAGR z czasem działania poszczególnych rodzajów automatyki pracującej w sieci dystrybucyjnej [11] (rys. 8). Z porównania tych czasów wynika, że system NAGR będzie mógł realizować większość zadań wykonywanych przez automatykę elektroenergetyczną sieci

dystrybucyjnej, w tym również zadania EAZ. Wyjątek stanowią wyłączenia dokonane przez człony bezzwłoczne zabezpieczeń podstawowych.



Rys.8. Orientacyjne zestawienie minimalnych czasów związanych z eliminacją zakłóceń i sterowaniem w stanach awaryjnych

Chcąc bardziej precyzyjnie określić możliwość realizacji zadań automatyki zabezpieczeniowej przez system NAGR, skupiono się na działaniu układów EAZ przeznaczonych do eliminacji wieloprądowych zakłóceń zwarciovych, gdyż zakłócenia tego typu niewątpliwie wymagają najszybszej eliminacji z SEE. Wymagania dotyczące maksymalnych dopuszczalnych czasów trwania zwarcia w sieciach dystrybucyjnych zawarte są w następujących dokumentach: [13], [14]. Wymagania te odnoszą się głównie do sieci WN. W dokumentach tych określono szczegółowo, że maksymalny czas trwania zwarcia w sieci WN nie powinien przekraczać 150 ms. Porównując dopuszczalny czas trwania zwarcia w sieci WN z przedziałem minimalnych czasów wyłączeń dokonywanych przez system NAGR (150 ÷ 210 ms) wnioskuje się, że zastosowanie proponowanego systemu nie może zastąpić działania podstawowych zabezpieczeń obiektów elektroenergetycznych pracujących w sieci WN. W sieciach SN i nn czasy wyłączeń zwarc przez człony bezzwłoczne zabezpieczeń podstawowych w wielu przypadkach nie przekraczają 100 ms, zatem i w tym przypadku czas działania systemu NAGR znacząco wydłużałby eliminację zakłóceń zwarciovych. W związku z tym zakłada się, że wprowadzenie systemu NAGR nie będzie blokować/eliminować działania zabezpieczeń obiektów elektroenergetycznych (głównie zabezpieczeń od skutków zakłóceń zwarciovych) pracujących w nadzorowanej sieci dystrybucyjnej. Jednak przyjmuje się, że system NAGR będzie wspomagać eliminację zakłóceń zwarciovych występujących w nadzorowanym układzie zarówno w sieci dystrybucyjnej WN, jak i w sieci dystrybucyjnej SN i nn. Przykładem może być przyspieszenie wyłączenia przez system NAGR obiektu elektroenergetycznego dotkniętego zakłóceniem zwarciovym, które będzie identyfikowane przez człony podstawowe zabezpieczeń danego obiektu.

Zadania główne wyznaczone dla systemu NAGR, związane m.in. z poprawą współpracy źródeł rozproszonych z SEE w stanach zakłóceń, powinny być realizowane poprzez szereg zadań cząstkowych wykonywanych w poszczególnych koncentratorach identyfikacyjno-decyzyjnych tego systemu. Do głównych zadań cząstkowych realizowanych w koncentratorach identyfikacyjno-decyzyjnych systemu NAGR zalicza się:

- identyfikację utraty połączenia synchronicznego danego źródła z SEE;
- eliminację stanu niekontrolowanej pracy wyspowej fragmentów nadzorowanego układu sieciowego;

- detekcję i identyfikację stanów zakłóceń występujących w nadzorowanym układzie sieciowym;
- minimalizację skutków występujących zakłóceń m.in. poprzez odpowiednie oddziaływania na wyłączniki lub układy sterowania źródeł;
- realizację zadań automatyki restytucyjnej: SPZ, SZR;
- ochronę źródeł rozproszonych przed niekontrolowanym podaniem napięcia od strony SEE;
- ochronę obiektów elektroenergetycznych przed przeciążeniami – wiele linii elektroenergetycznych nie posiada zabezpieczeń od przeciążeń;
- ochronę źródeł przed utratą równowagi przejściowej;
- realizację zadań automatyki przeciwawaryjnej systemowej, np. samoczynnego częstotliwościowego odciążenia (SCO), samoczynnego napięciowego odciążenia (SNO);
- współpracę z systemem SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*) operatora dystrybucyjnego lub funkcjami specjalnymi EMS (ang. *Energy Management System*) tego systemu.

Pierwszych sześć wymienionych zadań zalicza się do zadań cząstkowych podstawowych, które muszą być realizowane praktycznie w każdym z koncentratorów, gdyż zapewniają bezpieczeństwo pracy źródeł wytwórczych oraz odbiorców przyłączonych do nadzorowanego układu sieciowego. Natomiast pozostałe zadania cząstkowe nie są zadaniami obligacyjnymi z punktu widzenia funkcjonowania źródeł rozproszonych. Jednak realizacja tych zadań przez system NAGR niewątpliwie poprawi pracę nadzorowanego układu sieciowego w stanach zakłóceń.

Reasumując kwestie dotyczące zbioru zadań możliwych do zrealizowania przez proponowany system NAGR stwierdza się, że bazowanie na informacjach obszarowych umożliwi wykonywanie w koncentratorach systemu NAGR o wiele szerszego zakresu zadań niż w przypadku konwencjonalnych układów automatyki wykorzystujących pomiary lokalne.

Wnioski i uwagi końcowe

Rozwój generacji rozproszonej, a w szczególności zapewnienie prawidłowej eliminacji stanów zakłóceń w układach sieciowych cechujących się dużym nasyceniem źródłami rozproszonymi, będzie wymuszać znaczące modyfikacje zarówno struktur automatyki elektroenergetycznej sieci, jak również automatyki źródeł wytwórczych.

Zakres wymaganych modyfikacji układów EAZ sieci elektroenergetycznej warunkujący poprawę funkcjonowania źródeł rozproszonych w stanach zakłóceń może okazać się bardzo duży, a jego realizacja będzie wymagać dużych nakładów inwestycyjnych. Przewiduje się jednak, że przy mniejszych nakładach inwestycyjnych podobne efekty (a w niektórych przypadkach nawet znacznie lepsze) można by uzyskać poprzez opracowanie i zastosowanie obszarowego systemu automatyki elektroenergetycznej. Przykładowe struktury takiego systemu przedstawiono w niniejszym artykule.

Przedstawione analizy dotyczące możliwości realizacji zadań przez proponowany system NAGR wskazują, że w chwili obecnej możliwe jest tworzenie obszarowych struktur automatyki elektroenergetycznej, które byłyby w stanie wspomagać eliminację stanów zakłóceń występujących w analizowanym przez nie obszarze sieciowym (bez konieczności odcinania źródeł rozproszonych) oraz znacząco poprawiać współpracę źródeł rozproszonych z SEE w stanach zakłóceń.

Proponowany system automatyki obszarowej NAGR powinien bazować na sieciach teleinformatycznych cechujących się dużą niezawodnością pracy, szybkim oraz tzw. deterministycznym przesyłem danych. Bazowanie systemu na rozbudowanych układach teleinformatycznych, o rygorystycznych parametrach działania, wstępnie może niezchęcać do jego wdrażania, gdyż obecnie w sieciach dystrybucyjnych tylko w bardzo niewielkim zakresie są wykorzystywane tego typu rozwiązania w układach EAZ. Podkreśla się jednak, że rozwój technologii smart grid wymusi znaczący rozwój sieci teleinformatycznych w sieciach dystrybucyjnych, a proponowany system NAGR może być jednym z elementów składowych tej technologii warunkującym poprawną współpracę źródeł rozproszonych z SEE w stanach zakłóceń.

LITERATURA

- [1] Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Szewczyk M.: Przyłączanie farm wiatrowych – potrzeba nowego podejścia do sposobu funkcjonowania automatyki elektroenergetycznej sieci WN. Przegląd Elektrotechniczny, nr 9a, 2011, 218-221
- [2] Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Szewczyk M.: Funkcjonowanie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej sieci WN przy niewielkiej wartości prądu zwarcowego generowanego przez farmę wiatrową. Elektro.info, nr 5 (94), kwiecień 2011, 90-95
- [3] Halinka A., Rzepka P., Sowa P., Szabliski M., Szewczyk M.: Wybrane aspekty parametryzacji zabezpieczeń odległościowych linii WN z odczepowo przyłączoną farmą wiatrową. Automatyka elektroenergetyczna, nr 4, 2010, 9-15.
- [4] Rojewski W., Synal B., Podręcznik INPE dla Elektryków, Zeszyt 19 Zabezpieczenia elektroenergetyczne - Podstawy, Zakład wydawniczy „INPE”, marzec 2008
- [5] Paska J., Surma T., Energetyka wiatrowa w Unii Europejskiej stan obecny oraz perspektywa roku 2020, Rynek energii, 2 (99)/2012,
- [6] Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Szewczyk M.: Potrzeba rewizji sposobu funkcjonowania automatyki elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN – przyłączenie źródeł wiatrowych. AUTOMATYKA, ELEKTRYKA, ZAKŁÓCENIA, Inteligentne sieci elektroenergetyczne, Inteligentne opomiarowanie, Gdańsk, 2012, INFOTECH;
- [7] Jiroveanu G., Boel R. K.: A common architecture for distributed diagnosis and wide area backup protection. Eighth IEE International Conference on “Developments in Power System Protection”, volume 1, 5-8 April 2004 at the RAI Centre, Amsterdam, 756-759
- [8] Praca zbiorowa, Wide area monitoring and control for transmission capability enhancement. Working Group C4.601, 2007
- [9] Rzepka P., Struktury automatyki elektroenergetycznej poprawiające współpracę źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym w stanach zakłóceń, Rozprawa doktorska, Gliwice, 2010
- [10] Babś A., Wróblewska S., Obrady Kolokwium Komitetu Studiów CIGRE B5 „Zabezpieczenia i Automatyka” Madryt, 2007. Automatyka Elektroenergetyczna 2/2008 (59), 32-39
- [11] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. wydanie 2, WNT, Warszawa 2004
- [12] IEEE Std. C37.118: “IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems”, IEEE Power Engineering Society Publ., ss. 1-65, 22 March 2006
- [13] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Tekst jednolity obowiązujący od dnia 5 listopada 2007 r. Dostęp w Internecie: <http://www.pse-operator.pl>
- [14] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623. Dostęp w Internecie: <http://isip.sejm.gov.pl/>

Autorzy: dr hab. inż. Adrian Halinka, prof. Pol. Śl., E-Mail: Adrian.Halinka@polsl.pl; dr inż. Piotr Rzepka, E-Mail: Piotr.Rzepka@polsl.pl; Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. B. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice