

Wykorzystanie pomiarów synchronicznych do realizacji obszarowej automatyki odciążania

Streszczenie. W artykule przedstawiono wybrane aspekty dotyczące obszarowej automatyki elektroenergetycznej. Na przykładzie automatyki odciążania przedstawiono ograniczenia jej funkcjonalności związane z wykorzystaniem lokalnych sygnałów pomiarowych. Podjęto próbę opisanie warunków działania automatyki odciążania w kilku charakterystycznych warunkach pracy Systemu Elektroenergetycznego. Przedstawiono szkielet koncepcji adaptacyjnej automatyki odciążania opartej na bilansowaniu obszaru sieciowego z wykorzystaniem pomiarów synchronicznych do definiowania dodatkowych kryteriów decyzyjnych. Pozwala to na realizację funkcji trudnych lub niemożliwych do wykonania przez klasyczną lokalną automatykę elektroenergetyczną. Poruszono także problem wrażliwości standardowych algorytmów estymacji częstotliwości na sygnały zakłócające.

Abstract. In the article chosen aspects of Wide Area Control System (WACS) are described. Some limitations of load shedding systems based on local signals are presented. Description of load shedding systems in some characteristic conditions of electro power systems is provided. A concept of adaptive load shedding system based on the balance of network area with synchrophasor technology utilized to define additional decision criteria is proposed. This concept allows the implementation of the new functions which are difficult or impossible to create by classical local automation. The problems with sensitivity on some disturbing signals of standard frequency estimation algorithms are discussed. (**Synchrophasor technology utilization to implement wide area load shedding system**).

Słowa kluczowe: SCO, adaptacyjna automatyka odciążania, synchrofazor, automatyka obszarowa, .

Keywords: under frequency load shedding, adaptive load shedding system, synchrophasor, Wide Area Control System.

Wstęp

Wykorzystanie techniki pomiarów synchronicznych w elektroenergetyce stwarza potencjalne nowe możliwości, m.in. w zakresie monitorowania i sterowania w obszarowych (rozległych) strukturach sieci elektroenergetycznych. Możliwość dokładnej synchronizacji pomiarów z czasem uniwersalnym (UTC) którą oferuje technika synchrofazorów pozwala na porównywanie i analizę wyników pomiarów pozyskiwanych z oddalonych miejsc systemu elektroenergetycznego z zachowaniem ich spójności informacyjnej. Istnieje wiele potencjalnych zastosowań tej techniki dla poprawy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (SEE) [1]. Cecha spójności informacyjnej pomiarów jest szczególnie pożądana w opisie stanów dynamicznych pracy SEE, np. podczas kołysań mocy, szybkich zmian częstotliwości czy wydzielania części systemu do pracy wyspowej, a więc w sytuacjach awaryjnych lub zagrożenia awarią.

Przy rosnącej liczbie w strukturze SEE rozproszonych źródeł energii (często niestabilnych funkcjonalnie) możliwość szybkiej i poprawnej estymacji stanu pracy obserwowanej sieci nabiera jeszcze większego znaczenia. W tym kontekście wykorzystanie techniki pomiarów synchronicznych wydaje się działaniem efektywnym, szczególnie w zakresie poprawy „jakości” i bezpieczeństwa pracy krajowych jak i regionalnych systemów elektroenergetycznych.

Autorzy dostrzegają również potencjalne możliwości wykorzystania pomiarów synchronicznych do realizacji dodatkowych kryteriów decyzyjnych wspierających działanie klasycznej elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ), poprzez lepszą identyfikację stanu pracy sieci, czy możliwość detekcji i lokalizacji miejsca zwarcia na podstawie obszarowych pomiarów. Wydaje się, że ta technika będzie efektywna przy automatyzacji sieci szczególnie SN (SmartGrid) w kontekście postępującego nasycania ich lokalnymi źródłami OZE. Główną zaletą jest tu możliwość realizacji zaawansowanej automatyki obszarowej, pozwalającej w uzasadniony ekonomicznie sposób pokonać ograniczenia lokalnie działającej EAZ.

Automatyka odciążania w SEE

Utrata lub ograniczenie zasilania w energię elektryczną

zwykle wiąże się z poważnymi zagrożeniami lub stratami. W szczególnych przypadkach zostanie obniżony poziom bezpieczeństwa ludzi, powstanie zagrożenie dla infrastruktury komunalnej (służba zdrowia, transport, łączność, media itp.), jak i naruszenie ciągłości oraz jakości procesów produkcyjnych w przypadku zakładów przemysłowych. Nawet jeśli wymienione zagrożenia występują sporadycznie i są ograniczone do akceptowalnego poziomu, to brak zasilania często wiąże się z poważnymi skutkami ekonomicznymi.

Obszar pozbawiony zasilania może mieć różny zasięg, od awarii lokalnej, obejmującej zwykle kilka linii i/lub stacji, większej awarii obszarowej obejmującej fragment sieci dystrybucyjnej, poprzez awarię systemową obejmującą linie i stacje przesyłowe, wielkoobszarową awarię systemową, do awarii katastrofalnej. Podczas tego zdarzenia może dojść do wyłączenia źródeł energii bądź odbiorców, wyodrębnienia lub podziału sieci na autonomiczne obszary, oraz zmiany topologii sieci. Skutkuje to zazwyczaj niezbilansowaniem mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym (SEE) lub jego wyodrębnionych fragmentach, a to z kolei prowadzi do zmian częstotliwości.

Ostatecznym środkiem obrony SEE przed nadmiernym deficytem mocy czynnej jest automatyka odciążająca polegająca na wyłączaniu części odbiorów czy grup odbiorców. Jedną najczęściej stosowanych z form tej automatyki jest Samoczynne Częstotliwościowe Odciążanie (SCO). Automatyka ta jest przydatna operatorowi SEE, pomaga zbilansować mocowo obszar SEE po wyczerpaniu innych środków zaradczych. Aktywacja automatyki SCO następuje zwykle przy częstotliwości 49Hz i jest realizowana jako wielostopniowa (od 3 do 6 stopni) do częstotliwości 48Hz [2]. Działanie automatyki SCO jest odpowiednio zaplanowane, skonfigurowane i sparametryzowane [3] przez operatora SEE. Zakłada się wyłączenie dedykowanych odbiorów o określonej (założonej) mocy czynnej w kolejnych stopniach SCO. W skali całego SEE takie działanie jest zasadne, jednak nie rozwiązuje problemu odciążania w przypadku awarii lokalnych.

Ograniczenia klasycznej automatyki SCO

Automatyka SCO jest stosunkowo prosta w realizacji, bazuje na wąskoobszarowym pomiarze częstotliwości,

prostota ta pociąga jednak za sobą kilka wad. Głównym ograniczeniem wydaje się być brak adaptacji do zaistniałej sytuacji niezbalansowania mocy czynnej, czyli takie same kryterium działania np. przy deficycie mocy w SEE jak i po wydzieleniu fragmentu SEE. Innymi wadami są opóźnione działanie (aktywacja dopiero przy 49Hz), czy nieprzewidywalna moc wyłączana (zwykle są wyłączane konkretne odprawy niezależnie od bieżących obciążeń wynikających np. z procesu produkcyjnego czy pory dnia).

Rozpatrując powyższe kwestie na zasadzie prawdopodobieństwa ich wystąpienia, ryzyko wystąpienia awarii lokalnej jest znacznie większe, co może w konsekwencji prowadzić do wydzielenia pewnego obszaru niekontrolowanego przez operatora SEE. W tym stanie automatyka SCO zainstalowana na wydzielonym obszarze nie realizuje już zadania obrony SEE, a służy zbilansowaniu tego obszaru (wydzielonego) w przypadku wystąpienia tam deficytu mocy czynnej.

Takie działanie może być niepożądane w sytuacji wyodrębnienia obszaru z co najmniej jednym źródłem nieprzystosowanym (nieprzewidywanym) do pracy wydzielonej. Na tak wydzielonym obszarze zmieniają się warunki zasilania z wszystkimi tego konsekwencjami jak np. kierunki przepływów mocy, poziomy mocy zwarciowej, warunki działania EAZ. Z drugiej strony działanie automatyki SCO może być niewystarczające w przypadku wydzielenia się ze struktury SEE zakładów przemysłowych z własnymi jednostkami wytwórczymi, często przygotowanymi do pracy wydzielonej. Wynika to z faktu, że nastawy automatyki SCO dobrane są do obrony SEE, a nie lokalnie wydzielonego obszaru.

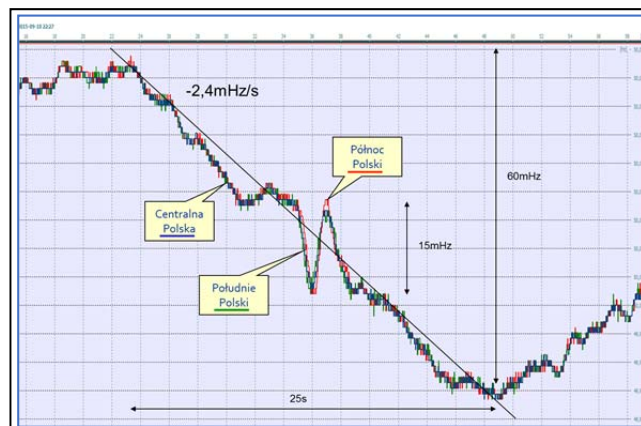
Warunki działania automatyki odciążenia w połączonym systemie ENTSO-E

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) połączony jest z systemem europejskim ENTSO-E. Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w połączonym systemie wg [4] sięga 1000 GW. Natomiast minimalne i maksymalne obciążenie systemu w 2013 roku wynosiło odpowiednio ok. 230GW i 530GW. Stosunkowo duża łączna moc i liczba źródeł połączonego systemu europejskiego sprawia, że system jest mało wrażliwy na zmiany mocy zarówno po stronie popytowej jak i wytwórczej. Zwykle wahania częstotliwości w systemie nie przekraczają 100mHz, związane są przede wszystkim z porą zmian taryf. Wielkość połączonego systemu sprawia, że awaryjne wyłączenie dużych jednostek lub pojedynczych „wrażliwych” elementów sieci nie jest powodem istotnych zmian częstotliwości z powodu niezbalansowania mocy czynnej. Spadek częstotliwości w systemie ENTSO-E do 49Hz wiązałby się z deficytem mocy czynnej rzędu kilkudziesięciu gigawatów, wg [3] nawet 30GW.

Wartość tej mocy zależy od wielu czynników, głównie od aktualnej mocy w systemie i rodzaju pracujących jednostek (farmy wiatrowe, źródła fotowoltaiczne, elektrownie ciepłe itp.). Czynniki te wpływają na poziom względnej zmiany mocy w systemie i na elektromechaniczną stałą czasową systemu. Dla przykładu ubytek mocy rzędu 1GW (wyłączenie bloku w Temelinie w Czechach) spowodował spadek częstotliwości o ok. 55mHz z średnią szybkością -2,4mHz/s (rys.1). Zakładając liniowość (proporcjonalność) zachowania częstotliwościowego systemu, aby doszło do zadziałania automatyki SCO (progu 49Hz) w tych warunkach pracy SEE deficyt mocy musiałby sięgnąć ponad 18GW a szybkość spadku częstotliwości wynosiłaby ok. -40mHz/s. W integralnym systemie ENTSO-E zadziałanie automatyki SCO wydaje się bardzo mało prawdopodobne. Ostatnia awaria systemowa, z podziałem

systemu UCTE i zadziałaniem automatyki SCO miała miejsce w 2006r [10].

Fakt powstania tak dużego deficytu mocy, powodującego spadek częstotliwości do poziomu 49Hz, prawdopodobnie doprowadziłby do podziału systemu ENTSO-E na podsystemy z powodu ograniczonej przepustowości linii, szczególnie transgranicznych. Można ponadto założyć, że zmiany częstotliwości z szybkością większą niż 100mHz/s raczej nie są możliwe w połączonym systemie bez jego podziału. Zatem lokalny spadek częstotliwości większy niż 100mHz/s świadczyć może o poważnej awarii systemowej lub o lokalnym wydzieleniu obszaru sieciowego. Fakt ten w połączeniu z dodatkowym kryterium (np. spadku częstotliwości do 49,8Hz), może być wykorzystany jako sygnał alarmowy, jak również użyty do aktywowania systemu bilansującego moc czynną obszaru sieciowego.



Rys.1. Spadek częstotliwości w KSE po wyłączeniu bloku w Temelinie zarejestrowany przez jednostki realizujące pomiary synchroniczne [5]

Warunki działania automatyki odciążenia przy znacznym deficycie mocy czynnej w KSE

Rozpatrzono jeden z możliwych scenariuszy pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po awaryjnym wyłączeniu znacznej wartości mocy wytwarzanej w KSE, wskutek czego na obszarze Polski wystąpi znaczny deficyt mocy czynnej. Jeśli nie będzie możliwe jego zbilansowanie przesyłami transgranicznymi, może dojść do utraty stabilności kątowej oraz przeciążenia połączeń z systemem ENTSO-E, w następstwie czego wystąpi wydzielenie KSE. W tym przypadku należy spodziewać się stosunkowo szybkiego spadku częstotliwości. Bazując na założeniach zamieszczonych w tabeli 1 podjęto próbę oszacowania szybkości zmian częstotliwości w celu pokazania wartości jakich należy się spodziewać.

Tabela 1. Wartości przyjęte do analizy [3], [6]

Wielkość	Oznaczenie	Wartość
zapotrzebowanie na moc czynną w KSE	P_{KSE}	20GW (średnio)
elektromechaniczna stała czasowa systemu	T_m	10...15s
współczynnik samoregulacji	d_s	1..2%/Hz
statyzm członów regulacji pierwotnej	d_p	10...12%/Hz
pasmo regulacji pierwotnej	Δp_R	$\pm 5\%$
próg pobudzenia pierwszego stopnia SCO	f_1	49Hz
względna wielkość wyłączanej mocy pierwszego stopnia SCO	Δp_1	15%
próg pobudzenia ostatniego stopnia SCO	f_2	48Hz
wielkość wyłączanej mocy przez SCO (łącznie wszystkie stopnie)	Δp_{SCO}	50%

Maksymalny względny deficyt mocy Δp_{1Hz} , odniesiony do mocy czynnej przed wystąpieniem zakłócenia, przy którym częstotliwość spadnie o 1Hz i osiągnie wartość granicy zadziałania automatyki SCO pierwszego stopnia f_1 wyznaczono wykorzystując zależność:

$$(1) \quad \Delta p_{1Hz} = d_s (f_n - f_1) + \Delta p_R$$

Deficyt ten wynika z przyjętego pasma regulacji pierwotnej Δp_R oraz współczynnika samoregulacji d_s i wyniesie 6...7%. Jest to względny poziom deficytu mocy czynnej przy którym nie dojdzie do pobudzenia automatyki SCO, przy założeniu, że zdąży zadziałać regulacja pierwotna w systemie. W przeciwnym przypadku deficyt Δp_{1Hz} będzie mniejszy, zależny od szybkości regulacji.

Początkową szybkość zmian częstotliwości wynikającą z deficytu mocy Δp_{1Hz} i stałej elektromechanicznej systemu T_m , można wyznaczyć ze wzoru:

$$(2) \quad \frac{df}{dt} = f_n \frac{\Delta p_{1Hz}}{T_m}$$

Przyjmując wartości z tabeli 1 i wykorzystując zależność (2), zmiany te będą mieścić się w granicach 0,2...0,35Hz/s. Oznacza to, że przy tej wartości początkowego spadku częstotliwości dojdzie co najwyżej do zadziałania pierwszego stopnia SCO, w wyniku czego powinna zostać wyłączona określona moc obciążenia Δp_1 (15%). Czas do zadziałania kolejnych stopni jest na tyle duży (rzędu 0,3...0,5s), że większość ze współcześnie stosowanych urządzeń automatyki SCO powinna zapewnić selektywność działania, tzn. wyłączyć tylko odbiory przypisane do 1-go stopnia SCO. Deficytu mocy Δp_{1Hz} (6...7%) i poziomu mocy wyłączanej w pierwszym stopniu SCO Δp_1 (15%) nie można ze sobą bezpośrednio porównywać, gdyż odnoszą się do innych wartości mocy czynnej, w pierwszym przypadku do aktualnej mocy w KSE przed awarią, w drugim do wartości określonej arbitralnie przez operatora systemu dla potrzeb automatyki SCO. W normalnym stanie pracy KSE wartości te będą zbliżone i nie wpłyną znacząco na opisany scenariusz.

Kolejnym rozpatrzonym scenariuszem jest deficyt na poziomie 20%, przy którym powinien zadziałać pierwszy stopień SCO, w wyniku czego SEE zostanie odciążony o 15% oraz regulacja zadziała regulacja pierwotna na poziomie 5%.

Korzystając z zależności (2) oszacowano początkową szybkość spadku częstotliwości na poziomie 0,66...1Hz/s. Wydaje się że w tych warunkach regulacja pierwotna nie zadziała przed osiągnięciem 49Hz, czyli progu zadziałania pierwszego stopnia SCO. Ze względu na przyczyny omówione w dalszej części, może również dojść do nieselektywnego działania automatyki SCO.

Ostatnim analizowanym przypadkiem jest graniczny deficyt mocy (ubytek 50% mocy wytwórczych), przy którym jest jeszcze szansa na uratowanie systemu poprzez wyłączenia odbiorów przez wszystkie stopnie automatyki SCO Δp_{SCO} . Przy takim deficycie spadek początkowy częstotliwości przy przyjętych założeniach będzie następował z szybkością 3,3...5Hz/s.

W pozostałych przypadkach przy wartościach deficytu pomiędzy wartościami analizowanymi w scenariuszach, gdy zadziałać powinno kilka stopni SCO, przy dynamicznej spodziewanej zmianie częstotliwości większej niż 1Hz/s z dużym prawdopodobieństwem nieliniowego charakteru tych zmian należy liczyć się z nieselektywnym działaniem tej automatyki. Winne temu są zazwyczaj różne właściwości dynamiczne algorytmów pomiaru częstotliwości, uchyby pomiarowe zastosowanych urządzeń, różne czasy własne wyłączników. Wpływ na działanie automatyki SCO ma

również charakter zmian częstotliwości zależny od miejsca wystąpienia awarii ze względu na błędy estymacji częstotliwości spowodowane zmianą kątów fazorów napięcia po zmianie przepływów mocy i topologii sieci SEE oraz towarzyszące im kołysania mocy. Należy zatem założyć, że na większym obszarze sieciowym, przy zastosowaniu różnej aparatury i urządzeń oraz z uwagi na dynamikę zjawiska, nie ma sposobu na zapewnienie selektywności działania klasycznej automatyki SCO.

W skali KSE odciążanie będzie przebiegać raczej w sposób ciągły, granice pomiędzy zadziałaniem poszczególnych stopni będą zatarte, bez wyraźnych zmian obciążenia przy osiąganiu konkretnych wartości częstotliwości. Natomiast z punktu widzenia odbiorcy, w bliskim otoczeniu sieciowym z uwagi na lokalny pomiar częstotliwości i zazwyczaj ujednoczoną aparaturę, automatyka SCO prawdopodobnie będzie działać selektywnie. Wydaje się jednak, że takie działanie nie stanowi problemu. Gdy dochodzi do zadziałania automatyki SCO, nadrzędnym celem jest próba ratowania systemu i udział w tym procesie wszystkich interesariuszy. Istotne jest to, aby utrzymać automatykę SCO sprawną i działającą zgodnie z oczekiwaniami operatora, a wyłączenia poszczególnych stopni SCO w skali dużego systemu będą z natury rzeczy dokonywane w sposób niejednoczesny (nieskoordynowany czasowo), co może spowodować przypadki nieselektywnego zadziałania tej automatyki.

Dyskusyjnym jest natomiast fakt, czy rzeczywiście 50% mocy zostanie wyłączone przez automatykę SCO. Oznaczałoby to pełną dyspozycyjność zastosowanych urządzeń nastawionych zgodnie z wytycznymi operatora oraz że podana jest rzeczywista wielkość wyłączanych mocy. Problemy ze zbędnym działaniem tej automatyki składają bowiem użytkowników do jej odstawiania.

Należy również zwrócić uwagę na fakt, że w tym przypadku częstotliwość może obniżyć się z szybkością 5Hz/s czas pomiędzy osiąganiem wartości kolejnych stopni SCO oddalonych „częstotliwościowo” o 0,2Hz będzie wynosić 0,04s. Wpływa to na wymagania stawiane zabezpieczeniom podczęstotliwościowym. Wskazane wydaje się być stosowanie członów przyrostowych df/dt lub $\Delta f/\Delta t$ do przyspieszania w takich przypadkach działania poszczególnych stopni SCO, ponieważ ze względu na wielkość deficytu mocy i tak dojdzie do wyłączeń. Takiego wymogu operator sieciowy nie stawia.

Warunki działania automatyki odciążania w obszarze wydzielonym z KSE

Aby zapewnić możliwość pracy sieci w układzie wydzielonym, system odciążania powinien doprowadzić do zbilansowania mocy czynnej obszaru, czego nie zapewnia automatyka SCO, a czasem nawet jej działanie prowadzi do odwrotnego skutku. Niektóre obszary sieciowe (np. w zakładach przemysłowych) w normalnym stanie pracy są utrzymywane przy przepływach energii w miejscu połączenia z KSE bliskim zeru. W tym przypadku zadziałanie automatyki SCO jest niekorzystne, gdyż destabilizuje mocowo obszar i zmniejsza szansę powodzenia przejścia do pracy wydzielonej.

Warto tu również zaznaczyć, że poszczególne obszary mogą wydzielić się w zróżnicowanych warunkach. Sieć elektroenergetyczna zakładów przemysłowych zazwyczaj charakteryzuje się znacznie większą elektromechaniczną stałą czasową ze względu na nasycenie silnikami dużej mocy i połączonymi z nimi maszynami o dużych bezwładnościach. Dla przykładu zmierzona w czasie prób stała czasowa w zakładzie przemysłu hutniczego wyniosła 50s, podczas gdy stała ta dla całego systemu szacowana jest na 10...15s, natomiast należy się spodziewać, że dla

odbiorów komunalnych będzie znacznie niższa. Zatem charakter odbiorów na wydzielonym obszarze będzie miał wpływ (prawdopodobnie istotny) na wartość elektromechanicznej stałej czasowej SEE. Inercja jaka wprowadzana jest przez odbiory w dużych zakładach przemysłowych zwykle nie jest brana pod uwagę podczas parametryzowania nastawień automatyki SCO. W wielu opracowaniach często uwzględniana jest tylko inercja jednostek wytwórczych.

Wydaje się, że ze względu na różnorodność cech obszarów sieciowych, nastawienia automatyki SCO służące obronie KSE, w wielu przypadkach nie będą odpowiednie dla bilansowania wydzielonego obszaru. Poprawę działania automatyki SCO można osiągnąć poprzez odpowiednią zmianę parametrów jej działania w zależności od aktualnego stanu pracy SEE. Takie podejście wymaga odpowiedniej identyfikacji zakłócenia, od najprostszych rozwiązań opartych o stany położenia łączników w najbliższych węzłach SEE, po bardziej zaawansowane z wykorzystaniem pomiarów synchronicznych. W zależności od rodzaju zaistniałej awarii, automatyka odciążania może realizować zadania obrony SEE lub bilansowania wydzielonego obszaru sieciowego.

Adaptacyjny system odciążania

Przytoczone, potencjalne problemy z działaniem automatyki SCO, szczególnie w wydzielonych obszarach sieci skłaniają do poszukiwania innych rozwiązań. Jednym z nich jest adaptacyjny układ odciążania dostosowujący swoje działanie do aktualnych warunków pracy sieci. Układ ten zwiększa szansę utrzymania jednostek wytwórczych w pracy wydzielonej tam, gdzie jest to pożądane, a zarazem spełnia oczekiwania operatora dotyczące udziału w obronie SEE w przypadku utrzymania z nim połączenia.

Zadaniem systemu adaptacyjnego odciążania jest identyfikacja stanu pracy systemu pod kątem rozpoznania wielkości zaistniałej awarii, szczególnie identyfikacji pracy wydzielonej, a następnie, jeśli zajdzie taka potrzeba, wybór i realizacja odpowiedniego algorytmu odciążania. Zadanie to wydaje się trudne do realizacji z wykorzystaniem klasycznej EAZ.

Statystycznie największym zagrożeniem związanym z utratą zasilania w energię elektryczną jest utrata połączenia obszaru sieciowego z KSE. W tym przypadku automatyka SCO nie służy już obronie KSE, można zatem zmienić działanie automatyki na inne korzystniejsze dla tego stanu pracy niż wymagane przez operatora KSE.

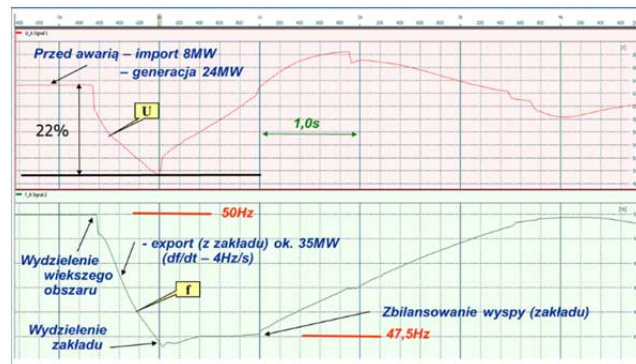
Dla wydzielonego obszaru wskazane jest posiadanie scenariusza i systemu obrony np. poprzez odciążanie jeśli jest intencją operatora utrzymanie tego obszaru w pracy. W takim przypadku należy spodziewać się na tyle dynamicznych zjawisk, że działania powinny być dokonywane w sposób automatyczny i adaptacyjny. Problemem jednak jest stwierdzenie samego faktu utraty połączenia z SEE.

Koncepcja adaptacyjnego systemu odciążania polega na tym, że po stwierdzeniu wydzielenia z KSE obszaru sieci, dokonywane jest (jeśli zaistnieje potrzeba) bilansowanie mocy czynnej tego obszaru poprzez wyłączenia odbiorów o odpowiednich priorytetach w sposób bezzwłoczny w oparciu o bieżące pomiary mocy. Jeśli w punkcie połączenia (granicy analizowanego obszaru) występuje eksport energii, to rozcinane jest również to połączenie. System na bieżąco monitoruje wielkości mocy potrzebnej do bilansowania obszaru i wyznacza odbiory przeznaczone do odciążania [8].

Podnoszonym problemem w tej koncepcji jest intencjonalne odłączenie od KSE. Zastosowanie dodatkowych kryteriów np. różnicy częstotliwości w

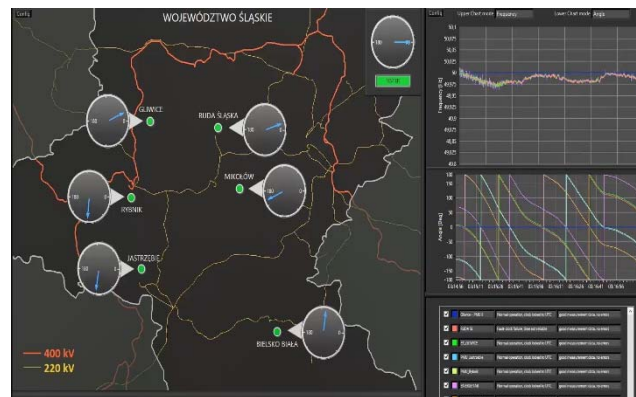
wybranych punktach systemu pozwala na stwierdzenie faktu wydzielenia lub braku integralności (podziału) KSE z dużym stopniem prawdopodobieństwa, co uzasadnia podjęcie decyzji odłączenia od KSE.

Utrzymywanie w takiej sytuacji połączenia z SEE zmniejsza szansę na udaną próbę obrony wydzielonego obszaru. Przykładem może być przebieg zarejestrowany podczas wydzielenia pewnego obszaru wraz z zakładem przemysłowym (rys.2.), gdzie intencjonalne odłączenie przez system odciążania SmartLoad [8] było jedyną szansą na zbilansowanie obszaru. Próg odciążenia zakładu od KSE był ustawiony na 47,5Hz.



Rys. 2. Przebiegi zarejestrowane podczas wydzielenia do pracy wyspowej zakładu przemysłowego.

Kluczowym aspektem w ocenie sytuacji jest określenie sposobu identyfikacji wydzielenia obszaru. Wczesna identyfikacja tego stanu zwiększa szansę skutecznego zadziałania automatyki odciążającej. Duże możliwości w zakresie dynamicznego, predykcyjnego odciążania oraz bilansowania mocowego zarówno małych terytorialnie, jak i rozległych obszarów sieciowych oferuje technika pomiarów synchronicznych [9]. Oprócz zalet omówionych we wstępie technika ta oferuje ujednoczone i gwarantowane parametry poprzez zapisy normatywne [10], [11] parametry estymacji fazorów napięcia i prądu oraz częstotliwości i jej pochodnej. Obecnie są to jedyne opublikowane wymagania w skali światowej określające parametry pomiaru częstotliwości w SEE, zarówno w stanach ustalonych jak i dynamicznych. Przykładowo wymagana dokładność estymacji częstotliwości wynosi 5mHz w warunkach liniowej jej zmiany z szybkością 1Hz/s, przy zachowanej spójności w czasie pomiędzy jednostkami pomiarowymi. Ujednoczone i gwarantowane parametry urządzeń spełniających normę pozwalają na realizację automatyki obszarowej z wykorzystaniem dodatkowych kryteriów np. opartych o różnicę częstotliwości czy fazy.

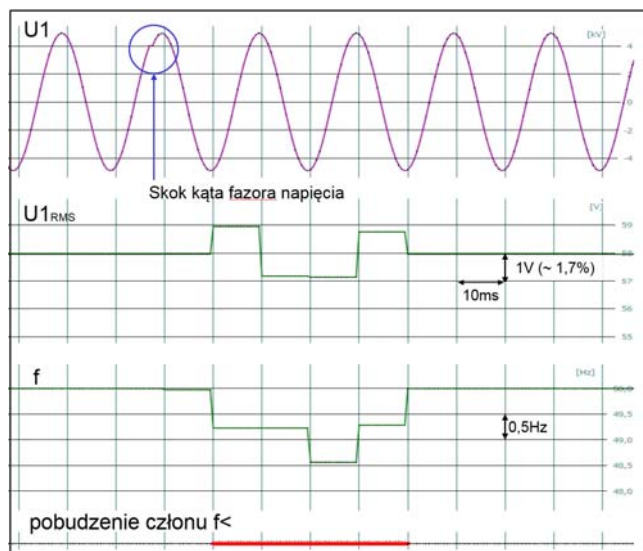


Rys. 3. Widok ekranu systemu monitorowania i detekcji wydzielenia obszaru sieciowego. Stanowisko prezentowane na targach ENERGETAB. 2015.

Zastosowanie techniki synchronofazorów pozwala na bieżąco monitorować i identyfikować stan zakłócenia na większym obszarze w sposób nieosiągalny innymi technikami pomiarowymi. Widok ekranu systemu detekcji pracy wyspowej w oparciu o pomiary synchroniczne zaprezentowany jest na rys. 3. System identyfikuje ten stan na bardzo wczesnym etapie. W prezentowanym rozwiązaniu pomiary były dokonywane on-line w sieci niskiego napięcia na terenie województwa śląskiego, identyfikacja pracy wyspowej (symulowana przez przełączenie zasilania na źródło UPS) dokonywana była w czasie 0,2s.

Problem odporności algorytmów pomiaru częstotliwości na sygnały zakłócające

Producenci automatyki zabezpieczeniowej dążą do poprawy dynamiki algorytmów stosowanych w EAZ, w tym algorytmów pomiaru częstotliwości. Dla sygnałów niezakłóconych (podczas badań laboratoryjnych) uzyskuje się zadowalające wyniki, jednak zbyt „poprawiona” dynamika zazwyczaj przekłada się na nieprawidłową pracę w warunkach eksploatacyjnych. Przykład błędnego zadziałania urządzenia EAZ przedstawiono na rys. 4.



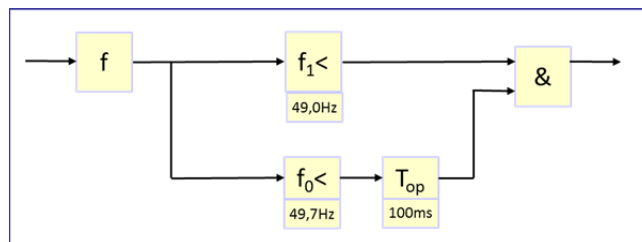
Rys. 4. Przykład błędnego działania członu podczęstotliwościowego po skokowej zmianie kąta napięcia o 10°

W czasie awarii systemowych często następuje skokowa zmiana kąta fazora napięcia związana ze zmianą przepływu mocy i topologii sieci. Zmiana ta jest interpretowana przez algorytmy estymacji częstotliwości jako chwilowa zmiana częstotliwości, ponieważ częstotliwość jest wyznaczana jako pochodna zmian w czasie kąta fazora mierzonych sygnału.

Częściowym rozwiązaniem tego problemu może być zastosowanie dodatkowego członu podczęstotliwościowego (rys. 5.) nastawionego np. na 49,7Hz z czasem opóźnienia rzędu 0,1s, którego zadaniem jest blokowanie automatyki SCO w przypadku krótkotrwałej błędnej estymacji częstotliwości szczególnie związanej ze zmianą kąta fazora sygnału pomiarowego.

W przypadku członów podczęstotliwościowych skracanie czasu własnego (stanu przejściowego) znacznie poniżej 80-100ms prowadzi do istotnego pogorszenia odporności algorytmu na sygnały zakłócające [12], co może skutkować zbędnymi zadziałaniami automatyki SCO. Z drugiej strony wydaje się że automatyka SCO nie wymaga aż tak krótkich czasów działania, np. w USA [13] wymaga się, aby łączny czas do skutecznego wyłączenia (otwarcia wyłącznika) wynosił 300ms przy określonej szybkości zmian

częstotliwości. Różnorodność rozwiązań powoduje, że dostrzeżono potrzebę oceny działania tych zabezpieczeń [14] i ich odporności na różnego rodzaju zakłócenia sygnału pomiarowego. W tym celu m.in. podjęto w IEn-Warszawa pracę na zlecenie PTPIRE pt. „Ocena gotowości układów SCO zainstalowanych w KSE do realizacji skutecznej obrony przed awariami”.



Rys. 5. Struktura członu podczęstotliwościowego poprawiająca odporność na sygnały zakłócające.

Podsumowanie

Dopóki system europejski ENTSO-E jest integralny, mało prawdopodobne jest, aby częstotliwość na jego obszarze spadła poniżej 49Hz, a więc do progu 1-go stopnia działania automatyki SCO, a szybkość zmian częstotliwości raczej nie przekroczy wartości 0,1Hz/s.

Duże deficyty mocy w połączonym systemie prowadzić będą do podzielenia go na mniejsze podsystemy. Dla podsystemów zmiany częstotliwości mogą osiągać znacznie większe wartości. Spadek do 49Hz z szybkością większą niż 100mHz/s z dużym prawdopodobieństwem będzie oznaczać wydzielenie lub utratę integralności SEE.

Z uwagi na rozrzuty w działaniu automatyki SCO i zróżnicowaną dynamikę zmian częstotliwości na rozległym obszarze należy się spodziewać, że tylko pierwszy stopień SCO (przy niewielkich deficytach mocy) będzie działał selektywnie w skali całego systemu. W skali mniejszego obszaru, przy zastosowaniu tych samych urządzeń selektywność działania może być zachowana.

Najbardziej prawdopodobną awarią systemową prowadzącą do spadku częstotliwości do wartości progu pierwszego stopnia SCO, jest wydzielenie fragmentu systemu elektroenergetycznego. W tej sytuacji automatyka SCO nie służy już obronie SEE, a ze względu na swoje ograniczenia może się okazać nieskuteczna lub nawet pogarszać bilans mocy w określonym obszarze. Stąd konieczność poszukiwania innych rozwiązań w tym zakresie.

W koncepcji adaptacyjnego systemu odciążania, kontrolowany obszar jest bilansowany mocowo (bilans mocy czynnej) w punktach połączeń z SEE po detekcji spadku częstotliwości do określonego poziomu. Od tego momentu obszar ten jest przygotowany do ewentualnego wydzielenia z SEE (jeśli do tej pory to nie nastąpiło). Przy dalszym spadku częstotliwości następuje intencjonalne wyłączenie powiązań z SEE, lub od jego części niekontrolowanej przez operatora. Takie działanie znacznie zwiększa szansę na skuteczną obronę wydzielonego obszaru wyspowego w porównaniu z klasyczną automatyką SCO.

Adaptacyjny układ odciążania jest korzystny również dla operatora (w przypadku utrzymania połączenia z KSE) ze względu na gotowość do wcześniejszego odciążania, obszar zostaje zbilansowany np. przy 49Hz, a w punkcie połączenia z KSE nie przepływają znaczące moce. Tak zbilansowany obszar jest neutralny mocowo dla systemu i przygotowany do ewentualnego wydzielenia, a duże masy wirujące zazwyczaj występujące w zakładach przemysłowych zapewniają większą stałą elektromechaniczną systemu. Rozważenie gotowości do

wcześniejszego odciążania (bilansowania) powinien skłaniać fakt, że wielokrotnie bardziej prawdopodobną przyczyną spadku częstotliwości jest utrata połączenia danego obszaru z KSE niż jakiegokolwiek inne przyczyny.

Zastosowanie techniki pomiarów synchronicznych pozwala na realizację obszarowego systemu odciążania oraz na wcześniejsze zidentyfikowanie stanu wydzielenia obszaru sieciowego lub zagrożenia takim wydzieleniem. Wcześniejsza identyfikacja jest w większości przypadków niezbędna, daje więcej czasu na podjęcie decyzji i ewentualną filtrację sygnałów. Pozwala na zbilansowanie mocy obszaru przed zadziałaniem klasycznej automatyki SCO.

Działanie bez opóźnienia czasowego członów podczęstotliwościowych w automatyce SCO może być przyczyną zbędnych działań tej automatyki przy skokowym zmianie kąta fazora napięcia pomiarowego, szczególnie gdy dynamika zastosowanych algorytmów jest znacznie krótsza od 100ms. Zbędne działania automatyki SCO może skutkować celowym jej odstawianiem przez odbiorców, co jest działaniem niekorzystnym dla operatora SEE.

Autorzy: Mgr Inż. Mariusz Talaga. Energotest, prof. dr hab. inż. Adrian Halinka, Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów.

LITERATURA

- [1] NASPI. Actual and potential phasor data applications. 12/1/2009.
- [2] Klimpel. Zabezpieczenia póladaptacyjne podczęstotliwościowe i póladaptacyjna automatyka SCO. Automatyka Elektroenergetyczna nr. 9/2015.
- [3] A. Klimpel. Odciążanie jako ostateczny środek obrony. Elektroenergetyka, 3-4 2012.
- [4] ENTSO-E. Statistical Factsheet. 2013.
- [5] Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006. Raport końcowy. UCTE 2007.
- [6] Energotest. Opracowanie własne. Dane pochodzące z zainstalowanych jednostek Phasor Measurement Unit (PMU) typu RZ40/PMU.
- [7] PSE. Roczny raport 2015.
- [8] Adrian Halinka, Michał Szewczyk, Mariusz Talaga. Możliwości zwiększenia potencjału obronności KSE poprzez wykorzystanie pomiarów synchronicznych w systemie SmartLoad. Konferencja Black-Out. Poznań, 2014.
- [9] A. Halinka, P. Rzepka, M. Szablicki. Systemy automatyki częstotliwościowego odciążania i bilansowania mocy czynnej obszarów sieciowych. Przegląd elektrotechniczny, nr 8/2014.
- [10] IEEE C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
- [11] IEEE C37.118.1a-2014 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems -- Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements.
- [12] A. Halinka, M. Talaga Wybrane metody cyfrowego pomiaru częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 3/2016.
- [13] CRISP. Distributed intelligence in critical infrastructure for sustainable power. D.1.5. Intelligence Load Shedding. 2005
- [14] A. Klimpel, M. Głaz, „Potrzeba oceny i badań automatyki SCO w KSE”, XVII seminarium ENERGETESTU „Automatyka w elektroenergetyce” Zawiercie 23 – 25. 04. 2014.