

# Przegląd rozwiązań automatyk na połączeniach elektrowni z KSE

Marek Głaz, Artur Mrowiński – PSE

## Streszczenie

W referacie przedstawiono zależności na styku elektrowni z systemem przesyłowym w dziedzinie automatyk systemowych i wybranych funkcji zabezpieczeń: podimpedancyjnych, podnapięciowych, podczęstotliwościowych, od przewzbudzenia generatora. Referat zawiera informacje na temat zmian w funkcjonowaniu układów automatyk AO, APK i ARNE. Przedstawiono potencjalne korzyści dla poprawy stabilizacji napięcia, związane z możliwością zastosowania funkcji kompensacji prądowej w układach wzbudzenia. Zwrócono też uwagę na ryzyka niepożądanych wyłączeń bloków, wynikające z niedotrzymania warunków selektywności funkcji zabezpieczeń generatora. Omówiono rozwiązania układów synchronizacji bloków z siecią i funkcji blokad sterowania wyłącznikami w torze wyprowadzenia mocy.

## 1. Wstęp

Zakłócenia związane z występowaniem zwarc w sieci mogą powodować szybkie i dynamiczne zmiany napięcia i prądu mogące wywołać kołysania mocy, jeśli wyłączenie zwarcia następuje zbyt długo.

W efekcie zwarc pobudzają się wszystkie te zabezpieczenia, których schemat działania oparty jest na pomiarze prądu i napięcia. Podstawową rolę w stabilizacji systemu odgrywa Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa (EAZ). Aby wyłączenie zwarcia następowało szybko i selektywnie, działanie zabezpieczeń elektrowni i sieci musi być odpowiednio skoordynowane. Dlatego dużą wagę przykładana się do selektywności zabezpieczeń, ponieważ ich niewłaściwe działanie nie tylko zagraża uszkodzeniom elementów systemu, ale może wywołać utratę stabilności kątovej (synchronizmu), a nawet zerwanie integralności sieci przesyłowej (podział na podsystemy). W zabezpieczeniach wykorzystuje się możliwości stopniowania pobudzeń poprzez dobór nastaw zakresów (stref) ochrony, oraz odpowiednie odstrojenie czasowe. W warunkach przedłużającego się zwarcia może dojść do powstania kołysań mocy, powodujących nieselektywne działanie zabezpieczeń, stwarzające poważne zagrożenie dla stabilnej pracy systemu.

Zakłócenia kojarzone są ze zjawiskami takimi jak przeciążenia elementów sieci czy przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć i częstotliwości, mogą być ograniczane w oparciu o zdolności regulacyjne jednostek wytwórczych przyłączonych do KSE, wykorzystywane przez układy automatyk systemowych. Układy zabezpieczeń i automatyk systemowych tworzą grupę określaną jako Automatyka Elektroenergetyczna (AEE).

Rolą AEE w sieci przesyłowej jest m.in. ograniczenie przenoszenia skutków zakłóceń sieciowych na jednostki wytwórcze. Ponieważ w wyniku powstania zakłócenia następuje pobudzenie się zarówno zabezpieczeń sieci przesyłowej jak i jednostek wytwórczych, bardzo ważną sprawą jest właściwy dobór funkcji i ich nastaw, aby nie dochodziło do nadmiarowych wyłączeń jednostek, powodowanych złą koordynacją. Opracowując koncepcję współpracy zabezpieczeń należy analizować funkcjonowanie ich algorytmów w warunkach dynamicznych zmian w systemie. Jeżeli funkcje AEE opierają się na właściwościach regulacyjnych jednostek, należy zadbać, aby wymuszane przez automatyki systemowe zmiany ich pracy nie wywołały negatywnych skutków dla elektrowni jak i całego systemu energetycznego.

Obecnie stosowane rozwiązania AEE są wynikiem współpracy Wytwórców i Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) pełniącego rolę Operatora Sieci Przesyłowej (OSP). OSP odpowiada za prowadzenie ruchu w systemie przesyłowym, oraz bezpieczeństwo jego funkcjonowania. Określa także wymagania dla EAZ podmiotów przyłączanych do sieci zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi (Kodeksy Sieci i Wytyczne w formie Rozporządzeń Komisji Europejskiej, Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, IRiESP) oraz wewnętrznymi regulacjami (m.in. zbiór standardów sieci przesyłowej PSE). Ze względu na potrzebę utrzymania jak największego marginesu bezpieczeństwa systemu, zadaniem OSP jest stałe analizowanie różnych aspektów i uwarunkowań jego pracy oraz wdrażanie rozwiązań poprawiających funkcjonowanie AEE. Niniejszy referat przedstawia poglądową wiedzę o układach AEE, oraz omawia wybrane kwestie dotyczące współdziałania na styku połączenia elektrowni z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE).

## 2. Automatyki odciążające AO

Zadaniem automatyki odciążającej (AO) jest ochrona przed przeciążeniem linii i transformatorów wyprowadzających moc z elektrowni i w przypadku wykrycia tych stanów wymuszenie zaniżenia generacji bloków i wyeliminowanie zagrożenia, które mogło by spowodować trwałe uszkodzenie elementów sieci. W zależności od wielkości przeciążenia może być wymagana wolna lub szybka zmiana generacji. Dla tych przypadków, w których dopuszcza się utrzymywanie stanu przeciążenia przez określony czas (dla linii jest to zwykle 20 min) w pierwszej kolejności wykorzystywane są możliwości regulacyjne bloków. Jeżeli przeciążenie przekroczy dopuszczalny czas przeciążenia, lub stopień przeciążenia nie zezwala na awaryjne przeciążanie danego elementu sieci wówczas wymagana jest bardzo szybka redukcja mocy, zwykle związana z koniecznością wyłączenia generatorów. W wyniku działania automatyki następuje zmiana bilansu wytwarzania w KSE. Układ centralnej regulacji częstotliwości LFC (Load Frequency Control), z którym współpracują regulatory mocy bloków, będą przeciwdziałać zmianom mocy bloków powodowanych przez automatykę, próbując przywrócić ich zadane punkty pracy. Dlatego w wyniku działania automatyki musi być przerwana współpraca tych bloków z LFC. Przywrócenie połączenia z LFC jest możliwe dopiero gdy ustaną warunki w systemie, przy których doszło do przeciążenia i następuje w drodze polecenia ruchowego, wydane go przez dyspozytora KDM/ODM.

Jeżeli automatyka wykryje jednocześnie pobudzenia kilku elementów, wówczas realizuje odciążanie odpowiednie dla najbardziej przeciążonego elementu. Na wypadek sytuacji, w której automatyka byłaby pobudzana w następujących po sobie cyklach likwidacji przeciążenia, stosuje się „zamrożenie” jej działania po wyłączeniu zaprogramowanych bloków (maksymalnie dwóch). Powyższe ma na celu zapobiegnięciu kaskadowego wyłączeniu większej ilości bloków tj. wykonywania permanentnego odciążania „do skutku”. Wyłączenie przez automatykę jednego lub dwóch generatorów zwykle nie stanowi problemu dla systemu ponieważ powstały ubytek mocy może być szybko pokryty z rezerw regulacyjnych. Nie należy jednak wykluczać wystąpienia takich warunków, w których działanie automatyki odciążającej powiększy deficyt tak, że będzie on zagrażał stabilności systemu. Dlatego przy projektowaniu automatyk szeroko są rozważane techniczne aspekty ograniczania skutków zaniżania generacji i zagwarantowania bezpiecznej pracy bloków elektrowni jak i całego systemu.

Obecnie największy udział w populacji wytwarzania w KSE posiadają bloki cieplne parowe i gazowe. Dla bloków w których napęd stanowi turbina parowa możliwe jest płynne zaniżanie generacji, regulując moc turbiny w tempie kilku MW/min lub skokowo, poprzez wykonywanie zrzutów mocy. W przypadku zrzutów mocy mogą być one wykonywane na dwa sposoby. Pierwszy wiąże się z szybkim odcięciem dopływu części pary do turbiny, zapewniając stabilną pracę bloku na poziomie minimum technologicznego turbiny po ok. 1 minucie, bez konieczności odłączenia go od sieci. Drugi sposób wykonywania zrzutów mocy polega na zmniejszaniu paliwa w porcjach określonych jako CZOB (Częściowy Zrzut Obciążenia Bloku). W tym trybie zmiany mocy blok także pozostaje w pracy z siecią, ale różni się on od poprzedniego szybkością zaniżania generacji, ponieważ jej zmiana następuje stopniowo od kilku do kilkunastu minut. W określonych warunkach zaniżanie w trybie regulacji mocy lub CZOB (ograniczanie paliwa) może być nieskuteczne z powodu przekroczenia czasu trwania przeciążenia. Dlatego redukcja mocy związana z odcięciem pary do turbiny daje większe szanse na wyeliminowanie przeciążenia. Może być jednak tak, że mimo wykorzystania wymienionych środków nie uda się wyeliminować przeciążenia przed upływem dopuszczalnego czasu trwania przeciążenia. Wtedy będzie musiało nastąpić wyłączenie bloków przez automatykę i przejście ich w tryb PPW (Praca na Potrzeby Własne).

Bloki z turbiną gazową posiadają możliwości wykonywania szybszej zmiany generacji w trybie regulacji niż turbiny parowe. W przypadku tych bloków także wykorzystuje się tryby zrzutu mocy, jednakże dzięki cechom regulacyjnym może rzadziej występować potrzeba wymuszania skokowej redukcji wytwarzania, a także konieczności ich wyłączenia.

Niezależnie od wariantu odciążania, w algorytmach decyzyjnych automatyki uwzględnia się bieżące ograniczenia techniczne bloków. Może się zdarzyć, że z uzasadnionych przyczyn dany blok okresowo nie może być poddawany wymuszeniom i wówczas stosowna informacja jest wprowadzana do automatyki. Na podstawie tych danych automatyka dokonuje wyboru najlepszego scenariusza odciążania przeciążonej linii lub transformatora. Automatyka decydując się na zastosowanie częściowego zrzutu CZOB musi oszacować liczbę bloków które udostępniają taki tryb, oraz uwzględnić czas jaki minie zanim zostanie osiągnięta oczekiwana zmiana mocy, która może zagwarantować zlikwidowanie przeciążenia. Jeżeli automatyka miałaby oddziaływać na bloki poprzez aktywowanie zrzutów cząstkowych CZOB to musi także uwzględnić zależność związaną z tym, że po wykonaniu cyklu zrzutu mocy powinien być zachowany pewien kilkuminutowy odstęp czasowy dla stabilizacji pracy turbiny. Powyższe ma na celu zapewnienie warunków dla utrzymania się bloku w pracy w trybie PPW, gdyby jednak automatyka musiała doprowadzić do jego wyłączenia.

### 3. Automatyki przeciwkołysaniowe APK

Automatyki przeciwkołysaniowe (APK) realizują funkcję ochrony stabilności systemu poprzez prewencyjne wyłączenie bloków narażonych na utratę synchronizmu w warunkach występowania zwarć w pobliżu elektrowni. Praca asynchroniczna stanowi zagrożenie dla samego generatora, a także powoduje przenoszenie do systemu kołysań mocy zagrażających stabilności pozostałych generatorów. Dlatego automatyka APK wyłączając części generatorów chroni zarówno system jak i bloki w elektrowni. Potrzeba stosowania automatyki APK dotyczy tych elektrowni, które nie posiadają odpowiedniej ilości połączeń na wyprowadzeniu mocy do systemu tj. takich warunków gdy impedancja „widziana” z zacisków generatorów jest na tyle duża, że wystąpienie zwarcia może spowodować opisane powyżej zagrożenia.

Niezależnie od APK, bloki przyłączone do sieci przesyłowej są wyposażane w zabezpieczenia od poślizgu biegunów generatorów (ang. Power Slip Protections lub Out of Step Protections). Zabezpieczenia te stanowią ochronę bloku przed skutkami pracy asynchronicznej. Zabezpieczenie od poślizgu różni się od APK pod względem zasady działania jak i przeznaczenia. Aby doszło do wyłączenia bloku, zabezpieczenie od poślizgu musi wykryć obroty asynchroniczne generatora, podczas gdy APK powoduje wyłączenie bloków zanim to nastąpi. Powyższa zależność powoduje, że reakcja zabezpieczenia od poślizgu może być spóźniona przez co może nastąpić utrata synchronizmu pozostałych bloków powiązanych z danym węzłem elektrownianym. Szerzej o zabezpieczeniu od poślizgu przedstawiono w dalszej części referatu.

APK pełni funkcję ochrony całego węzła elektrownianego. Zasada działania tej automatyki opiera się na wykrywaniu wystąpienia zdarzenia związanego ze zwarcie i wyłączeniu bloków, zaprogramowanych odpowiednio do scenariuszy konfiguracji pracy sieci. APK składa się z elementów przeprowadzających akwizycję pomiarów i statusu łączników pól objętych swoim działaniem oraz elementów wykonawczych, pobudzanych sygnałami zabezpieczeń sterującymi 3-fazowym otwarciem wyłącznika. Ze względu na złożony charakter funkcjonalny APK zalicza się do grupy zabezpieczeń specjalnych (ang. Special Protection Scheme). Wyłączenie bloków musi nastąpić na tyle szybko, aby nie doszło do utraty stabilności pozostałych bloków elektrowni objętej zwarcie i przenoszenia zakłócenia na sąsiednie węzły. W wyniku powstania zwarcia na liniach lub transformatorach dochodzi do zaburzenia równowagi między mocą mechaniczną i elektryczną bloków. W trakcie zwarcia generatory nie mogą oddawać całej mocy elektrycznej do systemu, w związku z czym powstała nadwyżka mocy mechanicznej turbin powoduje zwiększenie kąta wychylenia wirników generatorów. Jeżeli zostanie przekroczona jego wartość krytyczna wówczas nastąpi utrata synchronizmu jednego lub grupy generatorów. Czas wyłączenia zwarcia ma decydujący wpływ na warunki równowagi dynamicznej bloków. Im jest dłuższy, tym bardziej zwiększa się prawdopodobieństwo wypadnięcia z synchronizmu generatorów. Wraz z rozwojem technicznym w dziedzinie zabezpieczeń następuje skracanie ich czasu działania. Współczesne zabezpieczenia cechuje możliwość wykrywania zwarć z czasem  $\leq 30$  ms. Przy uwzględnieniu szybkości działania wyłączników  $\leq 40$  ms, łączny czas otwarcia obwodu ze zwarcie pozwala teoretycznie na likwidację zwarcia  $\leq 70$  ms. W praktyce ten czas jest nieco dłuższy dlatego przy analizowaniu warunków stabilności dynamicznej przyjmuje się wartość z zakresu  $80 \div 100$  ms. Dlatego skrócenie czasów likwidacji zwarć, szczególnie dla elementów sieci wyprowadzenia mocy z dużych elektrowni, wymaga stosowania aparatury wyłączeniowej o odpowiednich cechach. W zakresie projektowania schematów zabezpieczeń należy także przewidzieć odpowiednie dublowanie i rezerwowanie funkcji zabezpieczeń, oraz zapewnienie redundantnych dróg przesyłu sygnałów zabezpieczeń i telezabezpieczeń.

W systemie mogą mieć miejsce awarie wyłączników, podczas których zwarcie jest eliminowane przez układ Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej (LRW). Realny czas wyłączenia zwarcia z udziałem LRW wynosi zwykle od 300 do 350 ms. Z punktu widzenia zagrożenia utraty synchronizmu takie czasy są zbyt długie. W układach LRW nastawiana jest funkcja ponownego wysłania sygnału na wyłącznik tzw. retrip, aby ponowić próbę jego otwarcia po tym jak nie zdołały tego zrobić zabezpieczenia. Jeżeli w wyniku sygnału retrip nie nastąpi otwarcie wyłącznika, LRW spowoduje automatyczne otwarcie wszystkich wyłączników w polach tej części rozdzielni, w której nastąpiła awaria wyłącznika. Aby uzyskać szybsze wyłączenie zwarcia, w kilku układach LRW wdrożono rozwiązanie umożliwiające przyspieszenie wyłączania wyłączników, bez oczekiwania na działanie funkcji retrip. Przyspieszanie LRW następuje tylko w warunkach bliskich zwarć wielofazowych. Oprócz logiki sprawdzania braku otwarcia wyłącznika (brak zmiany położenia styków pomocniczych i obecność przepływu prądu), LRW uruchamiana jest dodatkowym sygnałem z zabezpieczeń odległościowych. Zabezpieczenia wysyłają sygnał do LRW w wyniku pobudzenia działania zabezpieczenia odległościowego w dodatkowo nastawianej strefie, na rozpoznawanie zwarć wielofazowych w odległości do 50% długości linii.

### 4. Automatyka regulacji napięcia elektrowni ARNE

Generatory synchroniczne dzięki swoim cechom konstrukcyjnym pozwalają na elastyczną kompensację mocy biernej umożliwiając jej dosyłanie do systemu jak i pobieranie. Są bardzo ważnym elementem w stabilizacji napięcia w systemie energetycznym. Aby efektywnie zarządzać tymi zdolnościami regulacyjnymi od ponad 25 lat stosowane są układy grupowej regulacji nazwane Automatyczną Regulacją Napięcia Elektrowni (ARNE). Zasada ich działania polega na kontrolowaniu napięcia na szynach rozdzielni

do której są przyłączone generatory i w przypadku wykrycia znaczącej odchyłki od zadanej wartości, spowodowanie jej wyregulowania. ARNE wysyła sygnały do układów wzbudzenia bloków w celu zwiększenia generacji mocy biernej gdy jest potrzeba podniesienia wartości napięcia, lub odpowiednio zmniejszenia generacji w celu obniżenia napięcia.

Układy wzbudzenia odpowiadają za regulację napięcia generatora, ale posiadają także funkcję regulowania napięcia w dowolnym punkcie systemu. Funkcja ta nosi nazwę kompensacji prądowej. Kompensacja prądowa polega na zastąpieniu w układzie wzbudzenia napięcia mierzonego na zaciskach generatora, wyliczonym napięciem z pomiaru fazora prądu generatora oraz wartości impedancji w wybranym punkcie w sieci. Jednak przesunięcie punktu regulacji do tego samego miejsca w którym reguluje napięcie układ ARNE (szyny tej samej stacji) może zakłócać prawidłowe zregulowanie odchyłki przez układ ARNE. Regulacja napięcia w tym samym punkcie przez dwie niezależne funkcje wywołałaby niepożądane różnicowanie udziału generatorów w regulacji i w konsekwencji zachwianie stabilności napięcia.

Funkcja kompensacji prądowej jest dostępna we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów, jednak w praktyce nie jest wykorzystywana aby nie wywołać nieprzewidzianych interakcji z układem ARNE. Ponadto kompensacje prądowe w układach wzbudzenia indywidualnych bloków mogłyby reagować na odchyłkę napięcia w sposób nieskoordynowany. Tej wady pozbawione są układy ARNE, które sterują grupą generatorów pracujących na wspólnej szynie tak, aby ich obciążenie mocą bierną było równomierne. Przesunięcie punktu regulacji napięcia w stronę sieci, na jaki pozwala kompensacja prądowa, posiada jednak inne zalety, których nie ma wolniejsza regulacja napięcia ARNE. Istotną korzyścią ze stosowania kompensacji jest m.in. możliwość usztywnienia napięć w sieci przesyłowej, a więc poprawa jakości napięcia także w sieciach niższych napięć. Mierzalnym efektem stabilizacji napięcia w sieci przesyłowej z użyciem kompensacji prądowej może być możliwość ograniczenia liczby przełączyń zaczeplów transformatorów.

Poprawa warunków napięciowych w KSE z użyciem tej funkcjonalności została potwierdzona analitycznie. Wyniki analiz wskazały na korzyści już przy uruchomieniu jej w elektrowniach ESP Żarnowiec, Bełchatów, Kozienice oraz Ostrołęka. Dotychczas wykonano próbne uruchomienie kompensacji prądowej na hydrogeneratorach ESP Żarnowiec. Dla zachowania odpowiedniej jakości regulacji napięcia na zaciskach generatora, a także z uwagi na wpływ zmiany przekładni na wartość reaktancji transformatora blokowego, zakres przesunięcia punktu kompensacji prądowej nie przekracza  $60 \div 70\%$  wartości reaktancji transformatora blokowego.

W warunkach dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej, cechującej się znacznie mniejszymi możliwościami regulacji mocy biernej, zastosowanie kompensacji prądowej w generatorach konwencjonalnych może się okazać bardzo potrzebne, w szczególności w miejscach systemu o dużej zmienności napięcia. W KSE obszarem w którym obserwuje się wyraźnie gorszą jakość regulacji napięcia jest sieć przesyłowa północnej Polski. W najbliższych latach przewiduje się przyłączenie do KSE znaczącej ilości generacji pochodzącej z morskich farm wiatrowych. W związku z tym rozważana będzie możliwość szerszego zastosowania kompensacji prądowej dla stabilizacji napięcia.

## **5. Koordynacje wybranych funkcji zabezpieczeń generatora**

Stosowane powszechnie w krajowych elektrowniach zabezpieczenie impedancyjne bloku pełni rolę zabezpieczenia rezerwowego na wypadek niewyłączenia zwarcia w sieci. Zabezpieczenie mierzy impedancję na podstawie prądu w obwodach od strony punktu neutralnego generatora oraz napięcia na jego zaciskach. Ze względu na miejsce pomiaru impedancji, zabezpieczenie może reagować tylko na zwarcia międzyfazowe po stronie generatora oraz w sieci. Zabezpieczenia impedancyjne posiadają dwie strefy działania. Pierwsza obejmuje swoim zasięgiem uzwojenia generatora z krótkim czasem działania względem drugiej, której strefa reaguje na zwarcia zewnętrzne. W trakcie zwarć blisko elektrowni dochodzi do pobudzania się obu stref zabezpieczenia, jednakże jeżeli ich czas wyłączenia będzie dłuższym od 120 ms, to ze względu na krótki czas zwłoki pierwszej strefy, może nastąpić nieselektywne działanie zabezpieczenia. Aby ograniczyć to ryzyko należałoby wydłużyć opóźnienie działania powyżej 600 ms, ale wtedy zwarcia w generatorze byłyby wyłączane z dłuższym czasem. Alternatywnym rozwiązaniem mogłaby być funkcja jego blokowania od kołysań, podobnie jak stosuje się w zabezpieczeniach odległościowych. Niestety, w tym wypadku dla poprawnego nastawienia działania tej funkcji należałoby wykonywać wielowariantowe symulacje, uwzględniające różne konfiguracje pracy sieci.

Niezależnie od powyższych propozycji dyskusyjnym jest zasadność stosowania zabezpieczeń impedancyjnych, do czego skłaniają następujące fakty. Po stronie sieci stosuje się obecnie podwajanie zabezpieczeń podstawowych linii, również linii blokowej, przy czym funkcje odległościowe umożliwiają zdalne rezerwowanie się tych zabezpieczeń. Także w przypadku generatorów i transformatorów blokowych spotyka się dublowanie funkcji różnicowych. Decyzję o ewentualnej rezygnacji z zabezpieczenia impedancyjnego bloku powinny poprzedzić analizy statystyczne jego działania na podstawie zapisów rejestratorów urządzeń zabezpieczeniowych bloków.

Do grupy zabezpieczeń reagujących na zjawiska kołysań w sieci zalicza się zabezpieczenie od poślizgu biegunów wirnika generatora. Zadaniem zabezpieczenia jest wykrycie utraty synchronizmu (poślizg

biegunów) wzbudzonego generatora. Algorytm zabezpieczenia od poślizgu opiera się na śledzeniu przejścia trajektorii impedancji przez obszar określony charakterystyką rozruchową, mierzonej na zaciskach generatora. Zabezpieczenie reaguje na dynamiczną zmianę impedancji oraz prędkość przemieszczania się jej trajektorii. W wyniku działania zabezpieczenia następuje odcięcie bloku od sieci i przejście do PPW. W zabezpieczeniu nastawia się dwie strefy wyznaczające obszar kontrolny śledzenia trajektorii impedancji. Zwykle zabezpieczenie jest nastawiane tak, że do jego działania dochodzi po wykryciu pierwszego poślizgu biegunów. Dla strefy drugiej, ze względu na łagodniejszy wpływ zakłócenia oddalonego od generatora, zanim zabezpieczenie spowoduje jego wyłączenie, dopuszcza się od dwóch do trzech obrotów asynchronicznych. Ostatecznie sposób nastawiania zabezpieczenia od poślizgu wymaga potwierdzenia przez producenta generatora nt. wytrzymałości na warunki pracy asynchronicznej.

Zabezpieczenia od poślizgu umożliwiają wykrywanie zagrożenia utraty synchronizmu generatora jeszcze przed wystąpieniem poślizgu biegunów. Ta cecha była powodem rozważania możliwości jego współpracy z automatyką APK. Niestety, czas reakcji zabezpieczenia potrzebny na wystawienie sygnału o krytycznym stanie wychylenia wirnika generatora nie mógłby zagwarantować odpowiednio szybkiego działania APK. Ponadto w trakcie zakłócenia może następować jednoczesne pobudzanie zabezpieczeń od poślizgu grupy generatorów pracujących na jeden, wspólny węzeł elektryczny. APK musiałaby zbierać informacje o pobudzeniach zabezpieczeń i zarządzać wyłączeniami generatorów. Wyłączenia wybranych generatorów przez APK musiałby następować odpowiednio wcześniej, zanim indywidualne zabezpieczenia od poślizgu spowodowałyby wyłączenie wszystkich jednostek. Ta operacja także wpłynęłaby na szybkość procesu decyzyjnego algorytmu APK. Wobec powyższych zależności zrezygnowano z kontynuowania prac koncepcyjnych nad wykorzystaniem tych zabezpieczeń we współpracy z APK.

Kolejnym z zabezpieczeń, którego działanie może nastąpić w wyniku interakcji na zmiany warunków pracy sieci jest funkcja zabezpieczenia od przewzbudzenia generatora oraz transformatora blokowego. Przeznaczeniem tej funkcji jest ochrona generatorów lub transformatorów blokowych przed wysokimi wartościami strumienia indukcji magnetycznej, powodującymi nasycenie rdzeni ferromagnetycznych.

W stanie nasycenia występują wysokie, zniekształcone prądy magnesujące powodujące zwiększone wydzielanie ciepła (wartości skuteczne), oraz zwiększone oddziaływanie sił elektrodynamicznych (amplitudy). W stanie nasycenia, tworzą się także prądy wirowe w przewodzących częściach generatora lub transformatora powodujące dodatkowe wydzielanie ciepła. Warunki występowania przewzbudzenia mogą mieć miejsce podczas rozruchu generatora, awaryjnych zrzutach obciążenia, pracy wyspowej, a także wskutek wyłączania dużych reaktancji lub załączania dużych pojemności. Zabezpieczenie to bazuje na szacowanej wartości strumienia indukcji magnetycznej, która jest proporcjonalna w stanach quasi-ustalonych do ilorazu napięcia i częstotliwości. Zależność od napięcia, w przypadku złej koordynacji z funkcją regulacji ARNE, może powodować zbędne działanie zabezpieczenia. Taka sytuacja może mieć miejsce gdy ARNE sterując układem wzbudzenia danego generatora, spowoduje jego pracę w pobliżu ogranicznika prądu wirnika. Zebrane z kilku elektrowni systemowych informacje o nastawach tej funkcji udowodniły, że wymagana była korekta nastaw zabezpieczenia od przewzbudzenia.

Na uwagę zasługują dwie kolejne funkcje zabezpieczeń generatora wymagające koordynacji z zabezpieczeniami w sieci. Są to funkcja podnapięciowa oraz podczęstotliwościowa, których zadaniem jest ochrona bloku w warunkach wystąpienia w systemie odpowiednio niskich napięć i częstotliwości. Niskie napięcia zagrażają generatorowi oraz pracy układów zasilania potrzeb własnych, a niska częstotliwość może spowodować m.in. uszkodzenia elementów turbiny. W obu przypadkach może dochodzić do pobudzania zabezpieczeń przy krótkotrwałych zmianach napięcia i częstotliwości, dlatego bardzo ważna jest kwestia selektywności ich działania, aby nie powodowały wyłączeń bloków jeszcze przed osiągnięciem parametrów kryterialnych.

Stosowane w elektrowniach funkcje zabezpieczeń podnapięciowych mogą mierzyć napięcie po stronie dolnej lub górnej transformatora blokowego. Zgodnie z wytycznymi IRIESP elektrownia ma obowiązek uzgodnienia nastaw zabezpieczenia z OSP. Aby była zapewniona koordynacja z działaniem zabezpieczeń zwarciovych w sieci, muszą być uwzględnione odpowiednie wartości nastaw progowych oraz czasy zwłoki działania na odłączenie bloku od sieci. Przyjmuje się, że dla wariantu pomiaru napięcia po stronie górnej transformatora blokowego nastawa nie powinna być większa od  $0,8 U_n$ . Jeżeli pomiar jest realizowany po stronie generatora, wartość progowa powinna uwzględniać spadek napięcia na transformatorze blokowym. W tym wypadku nastawa mieści się zwykle w zakresie od  $0,75$  do  $0,72 U_n$ . W obu wariantach opóźnienie działania zabezpieczenia podnapięciowego nie powinno być mniejsze od  $5$  s, aby odczulić działanie zabezpieczenia na zmiany napięcia w sieci, powodowane wyłączaniem odległych zwarc przez rezerwowe strefy zabezpieczeń odległościowych (zwłoka dla 3 strefy nastawiana jest zwykle powyżej  $3$  s).

Zabezpieczenia podczęstotliwościowe mierzą napięcie po dolnej stronie transformatora blokowego.

W niektórych elektrowniach stosuje się trójstopniowe działanie zabezpieczenia podczęstotliwościowego, przewidując krótsze opóźnienie działania przy częstotliwościach niższych, a dłuższe przy wyższych, które zwykle działają na sygnalizację obniżenia częstotliwości. Przyjmuje się, że krytyczny próg częstotliwości, przy którym blok musi zostać odłączony od sieci ze względu na swoje bezpieczeństwo, wynosi  $47,5$  Hz. Zabezpieczenia podczęstotliwościowe nastawiane na taką wartość, powinno powodować odcięcie bloku

od sieci i przejście w tryb PPW. Wyłączenie bloku powinno następować z opóźnieniem nie mniejszym niż 3 s, co ma zapewnić skoordynowanie z działaniem SCO.

## 6. Warunki kontroli synchronizacji bloków

Występujące w KSE układy wyprowadzenia mocy z elektrowni różnią się pod względem rozwiązania układów kontroli synchronizacji bloków z siecią. Uwarunkowania z tym związane wpływają na zasady współpracy służb ruchowych PSE i elektrowni, oraz na proces przeprowadzania synchronizacji. Różnice w układach wyprowadzenia mocy decydują też o sposobie rozwiązania systemów blokad sterowania wyłącznikami.

W układach z jednym wyłącznikiem synchronizacja jest przeprowadzana w rozdzielni najwyższych napięć. Podstawowo synchronizację wykonuje się na wyłączniku w polu linii blokowej z użyciem dostarczonego przez elektrownię synchronizatora. Jeżeli synchronizacja nie może być wykonywana na tym wyłączniku, zapewnia się rezerwowe miejsce synchronizacji na wyłączniku w sprzęgle w rozdzielni do której jest przyłączony blok. Wyłącznik sprzęgła wyposażony jest niezależnie w układ synchronizacji, którego właścicielem jest PSE. Aby przeprowadzić synchronizację bloku na wyłączniku sprzęgła, dyżurny stacji systemowej w porozumieniu z DIRE w elektrowni wybiera urządzenie synchronizujące, dedykowane do sterowania tym wyłącznikiem.

W układzie wyprowadzenia mocy z dwoma wyłącznikami (wyłączniki w stacji, oraz przy generatorze), przyjmuje się, że podstawowo synchronizacja przeprowadzana jest na wyłączniku generatora, a rezerwowo na wyłączniku w stacji. Zwykle elektrownia zapewnia urządzenia do synchronizacji, ale występują przypadki gdy synchronizacja rezerwowa jest wykonywana przez urządzenia własności PSE. Muszą być spełnione określone warunki potrzebne do rozpoczęcia synchronizacji. Dyżurny stacji w uzgodnieniu z DIRE elektrowni ustala numer bloku do synchronizacji. DIRE przy użyciu systemu sterowania oraz łącz komunikacyjnych wysyła sygnał „Żądanie synchronizacji” do stacyjnego systemu sterowania. Dyżurny podstawia synchronizator w danym polu oraz wybiera odpowiedni bank nastaw. Następnie nadawane są uprawnienia sterownicze na wyłącznik do elektrowni. Po spełnieniu tych czynności, DIRE elektrowni może wysłać impuls załączający synchronizator do pracy.

Najbardziej rozbudowanym układem wyprowadzenia mocy jest układ z trzema wyłącznikami, gdzie dwa wyłączniki: generatorowy oraz po górnej stronie transformatora blokowego należą do elektrowni a trzeci wyłącznik jest zlokalizowany w stacji. W zależności od układu rozdzielni stacji systemowej w polu linii blokowej może być jeden lub dwa wyłączniki (rozdzielnia dwu-wyłącznikowa i półtora-wyłącznikowa). W tym układzie synchronizacja generatora odbywa się z wykluczeniem wyłączników w stacji. W stacji nie przewidziano możliwości synchronizacji generatora w polu linii blokowej. Podstawowo elektrownia wykonuje synchronizację na wyłączniku generatora i rezerwowo na wyłączniku po górnej stronie transformatora blokowego. Oba te wyłączniki oraz urządzenie synchronizujące należą do elektrowni.

W torze wyprowadzenia mocy stosuje się blokady uniemożliwiające przypadkowe sterowanie wyłącznikami w stacji. Blokady mają celu zapewnienie bezpieczeństwa ludzi oraz urządzeń. Są to m.in.:

- blokada od stanu zamkniętego odłącznika liniowego – załączenie wyłącznika może wykonywać tylko elektrownia po uzyskaniu odpowiednich uprawnień,
- blokada od załączonego wyłącznika po stronie elektrowni oraz obecności napięcia na linii blokowej,
- blokada od zamkniętego odłącznika po stronie elektrowni,
- blokady w urządzeniach kontroli napięcia,
- blokady w układach logicznych systemu sterowania.

W sytuacjach gdy doszło do wyłączenia linii blokowych w wyniku zwarcia, służby ruchowe PSE w porozumieniu z elektrownią przeprowadzają próbne podanie napięcia od strony stacji. W kilku przypadkach długich linii blokowych, została zainstalowana w stacjach automatyka Ponownego Załączania Wyłącznika (PZW), która ma na celu przyspieszenie sprawdzenia gotowości przywrócenia do pracy linii blokowej, po wystąpieniu przemijającego zwarcia. Automatyka kontroluje warunki ponownego, jednostronnego podania napięcia od strony stacji na podstawie następujących sygnałów ze stacji oraz elektrowni:

- pobudzenie zabezpieczeń (odległościowe i różnicowe) od zwarć 1-fazowych,
- stan otwarcia wyłączników w stacji oraz po stronie elektrowni,
- brak napięcia na linii blokowej,
- stan gotowości wyłącznika do załączenia oraz ciągłość w obwodach pomiaru napięcia (stan bezpiecznika) w polu linii blokowej w stacji.

## 7. Podsumowanie

Automatyki odciążające AO działają w warunkach powstawania przeciążeń i chronią elementy systemu przesyłowego przed uszkodzeniem wykorzystując różne możliwości zaniżania generacji. Im większy jest zakres oddziaływania na procesy regulacyjne oferowany przez elektrownię tym bardziej zwiększają się szanse na utrzymanie bloków w pracy synchronicznej, bez potrzeby ich wyłączenia przez automatykę. PSE S.A. współpracując z elektrowniami opracowuje algorytmy decyzyjne automatyk odciążających tak, by podnosić skuteczność odciążania uwzględniając warunki bezpieczeństwa bloków elektrowni.

Stosowanie automatyk przeciwkołysaniowych APK warunkuje czas eliminacji zwarcia. PSE dąży do zapewnienia rozwiązań schematów EAZ gwarantujących szybkie i selektywne działanie zabezpieczeń na powstałe zakłócenia. Wymaganie instalowania w elektrowniach funkcji zabezpieczeń od poślizgu generatora ma na celu zapewnienie rezerwowej ochrony na wypadek wydłużenia wyłączenia zwarcia w sieci, wywołującego kołysania asynchroniczne. Zrezygnowano z możliwości współpracy APK z zabezpieczeniami od poślizgu, ze względu na warunki identyfikacji zagrożenia utraty synchronizmu generatorów i zbyt długi proces decyzyjny wyłączenia bloków.

Wdrożenie w ESP Żarnowiec funkcji kompensacji prądowej poprzez przesunięcie punktu regulacji napięcia w stronę sieci nie przekraczając wartości impedancji transformatora blokowego, wykazało poprawność współpracy z układem regulacji grupowej ARNE. Jednocześnie zebrane doświadczenia potwierdzają wyniki przeprowadzonych analiz, że kompensacja prądowa przyczynia się do polepszenia warunków stabilizacji napięć w sieci przesyłowej. Wskazano na potrzebę kontynuacji wdrożeń tej funkcjonalności w wybranych elektrowniach systemowych. Obszarem KSE, w którym może okazać się to niezbędne jest sieć przesyłowa północnej Polski, do której w najbliższych latach zostaną przyłączone morskie farmy wiatrowe.

Zabezpieczenia podimpedancyjne jednostek wytwórczych mogą być narażone na nieselektywne działanie powodowane asynchronicznymi kołysaniami mocy, wywołanymi przedłużającymi się zwarciami w pobliżu elektrowni. Ewentualne blokowanie tej funkcji od kołysań musiałoby być poprzedzone wykonaniem żmudnych analiz wariantowych z zachowaniem odwzorowania cech charakterystycznych miejsc przyłączenia elektrowni do systemu. Przedstawiono w referacie propozycję rozważenia zrezygnowania z wykorzystywania tej funkcji zabezpieczenia, przy czym zwrócono uwagę na potrzebę przeanalizowania poprawności pobudzeń zabezpieczeń impedancyjnych w skojarzeniu z zarejestrowanymi przypadkami zwań. Zabezpieczenia podnapięciowe i podczęstotliwościowe mogą reagować na chwilowe zmiany wielkości kryterialnych. Dlatego tam gdzie przewidziano ich stosowanie, muszą być uwzględnione wytyczne PSE dla ich nastaw, ograniczające ryzyko wyłączeń bloków jeszcze przed osiągnięciem parametrów kryterialnych.

Zabezpieczenia od przewzbudzenia generatora oraz transformatora blokowego mogą zbędnie wyłączać bloki, jeżeli w wyniku działania ARNE punkt pracy generatora znajdzie się w pobliżu ogranicznika prądu wirnika. Elektrownie powinny mieć na uwadze tę zależność i w uzasadnionych przypadkach przeprowadzić odpowiednio korektę nastaw zabezpieczenia od przewzbudzenia.

Różnice w układach wyprowadzenia mocy ze względu na zastosowaną liczbę wyłączników mają wpływ na sposób rozwiązania układów kontroli synchronizacji bloków z siecią, determinują warunki przeprowadzania synchronizacji, oraz uzależniają sposób rozwiązania systemów blokad sterowania wyłącznikami. W warunkach potrzeby podania napięcia na linię blokową, blokady w linii wyprowadzenia mocy z elektrowni nie powinny ograniczać możliwości operatywnego załączania wyłącznika w stacji przez obsługę ruchową PSE.

## Literatura

- [1] Dytry H., Wróblewska S., Głaz M.: Elektroenergetyczne zabezpieczenia bloków w krajowych elektrowniach reagujące na zakłócenia w sieci przesyłowej - referat opracowany przez Instytut Energetyki i PSE Operator S.A. na konferencję KAE, 2011 r.
- [2] Dobrzyński K., Klucznik J., Lubośny Z.: Zabezpieczenia impedancyjne bloków energetycznych przy zważaniach bliskich - referat opracowany przez Politechnikę Gdańską na konferencję KAE, 2011 r.
- [3] Głaz M.: „Zagrożenia dla Krajowego Systemu Elektrycznego wynikające z niewłaściwej współpracy automatyki elektroenergetycznej bloku i sieci” – referat opracowany na konferencję Energotest, 2013 r.
- [4] Machowski J., Robak S., Baczyński D., Gryspanowicz K.: "Opracowanie koncepcji i algorytmu automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej stacji 400/220 kV Rogowiec oraz automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej stacji 400/220/110 kV Kozienice". Praca na zlecenie PSE Innowacje, 2013 r.
- [5] Sobczak B., Rink R., Głaz M.: „Wykorzystanie kompensacji prądowej w regulatorach napięcia generatorów systemowych krajowego systemu elektroenergetycznego” – referat na konferencję APE, 2013 r.

