

doi:10.15199/48.2016.11.65

Automatyka odciążająca sieć przesyłową oparta na zaniżaniu wytwarzania

Streszczenie. Ze względów ekonomicznych rozwój sieci przesyłowych oparty jest na kompromisie między kosztami inwestycyjnymi a odpornością systemu elektroenergetycznego na zakłócenia. Zakłada się, że system elektroenergetyczny musi wytrzymać typowe zakłócenia prawdopodobne i mało prawdopodobne. Aby nie dopuścić do rozwoju awarii po wystąpieniu bardzo mało prawdopodobnych zakłóceń ekstremalnych wprowadza się do systemu rozmaite automatyki przeciwawaryjne nazywane też zabezpieczeniami specjalnymi. W tym artykule opisano automatykę odciążającą łagodzącą przeciążenia linii przesyłowych w pobliżu elektrowni. Automatyka ta wykorzystuje możliwości automatycznego zaniżenia mocy zespołów wytwórczych i została wykonana dla jednej z dużych elektrowni.

Abstract. For financial reasons expansion of transmission networks is based on the compromise between investment costs and ability of power system to withstand disturbances. It is assumed, that power system must withstand typical credible and non-credible disturbances. To avoid blackouts following extreme disturbances the power systems are equipped with emergency control also referred to as special protection. In this paper an overload emergency control is described. It has been designed and implemented in order to alleviate overloads in transmission lines in the vicinity of large steam power plant. It utilizes capability of steam generating units to curtail automatically real power. (**Overload emergency state control of transmission network based on generation curtailment**)

Słowa kluczowe: automatyka odciążająca, sieci przesyłowe, łagodzenie przeciążeń, zaniżanie wytwarzania.

Key words: overload emergency control, transmission networks, alleviation of overloads, generation curtailment.

1. Wstęp

Rozwój sieci przesyłowej planuje się akceptując kompromis między kosztami inwestycyjnymi a odpornością systemu elektroenergetycznego (SEE) na zakłócenia. Podstawą dla planistów są kryteria planowania składające się ze zdarzeń, które uznaje się za prawdopodobne, standardów zachowania się systemu po wystąpieniu zdarzeń, akceptowalnych działań zaradczych.

Zdarzenia są to zakłócenia i ich likwidacja. Standardy formułowane są w postaci postulatów takich jak: nie występowanie przeciążeń gałęzi sieci, ograniczenie statycznych i przejściowych zmian wartości napięć, odpowiedni zapas stabilności napięciowej, odpowiedni zapas stabilności kątowej przejściowej i odpowiednie tłumienie kołysań mocy, nie występowanie wyłączeń kaskadowych, brak lub zminimalizowanie ograniczeń usługi przesyłowej.

W analizach dotyczących spełnienia standardów uwzględnia się realne czasy działania zabezpieczeń oraz układy regulacyjne łagodzące skutki zdarzeń. To w jakim stopniu standardy mają być spełnione uzależnia się od rodzaju zdarzenia. Zdarzenia można podzielić na: zdarzenia prawdopodobne, zdarzenia mniej prawdopodobne, zdarzenia ekstremalne. Zdarzenia prawdopodobne oraz mniej prawdopodobne nazywa się zdarzeniami planistycznymi.

Dla zdarzeń prawdopodobnych wymaga się spełnienia wszystkich standardów bez dodatkowych działań regulacyjnych. Dla zdarzeń mniej prawdopodobnych również wymaga się spełnienia wszystkich standardów, lecz dopuszcza się działania systemowe łagodzące oraz ograniczenie usługi przesyłowej, a także utratę odbiorów nie związanych bezpośrednio z likwidacją zakłócenia.

Jeśli standardy nie są spełnione opracowuje się plan działań zaradczych. Podstawowym działaniem zaradczym jest rozbudowa systemu przesyłowego [1].

Dla zdarzeń ekstremalnych dopuszcza się niespełnienie niektórych lub nawet wszystkich, standardów. Ze względu na koszty inwestycyjne przyjmuje się, że zdarzenia ekstremalne mogą prowadzić do awarii nawet dużego obszaru SEE.

Aby ograniczyć prawdopodobieństwo wystąpienia takich awarii niektórzy operatorzy sieci przesyłowych stosują automatykę przeciwawaryjną [2], nazywaną też

zabezpieczeniami specjalnymi. Zadaniem tej automatyki jest poprawa zachowania się SEE po wystąpieniu zdarzeń ekstremalnych. Dla zdarzeń planistycznych stosowanie automatyki przeciwawaryjnej dla zachowania bezpiecznej pracy SEE jest akceptowalne tylko dla okresów przejściowych, np. gdy opóźnione są zaplanowane inwestycje sieciowe. Przykładami automatyki przeciwawaryjnej są: automatyka przeciwkołysaniowa (APK) oraz automatyka odciążająca sieci (AO).

Automatyka przeciwkołysaniowa (APK) ma za zadanie poprawę stabilności kątowej przejściowej systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu zdarzeń prowadzących do utraty synchronizmu generatorów synchronicznych. Najprostsze rozwiązania automatyki przeciwkołysaniowej opierają się na wymuszonym wyłączeniu części generatorów pracujących na wspólne szyny [3].

Gdy przekroczone są ograniczenia termiczne aparatury i/lub elementów sieci przesyłowej może dojść do ich zniszczenia oraz wyłączeń kaskadowych. Ogólnie przeciążenia sieci przesyłowej są łagodzone za pomocą zmiany rozdziału obciążeń oraz zmniejszania obciążenia [4,5]. Niektóre przeciążenia wewnątrz sieci oczkowej mogą być łagodzone za pomocą wyłączenia wybranych linii [6] lub za pomocą transformatorów z regulacją skośną przekładni lub urządzeń FACTS [7]. Przyczyną występowania przeciążeń lokalnych sieci przesyłowych i rozdzielczych może być też duża generacja farm wiatrowych [8,9].

Szersze omówienie kategorii przeciążeń można znaleźć w artykule [10]. W tym artykule omawiane są przeciążenia elementów sieci przesyłowej w pobliżu elektrowni.

Przeciążenia elementów sieci przesyłowej w pobliżu elektrowni są szczególnie groźne, gdyż wyłączenia tych elementów mogą doprowadzić do utraty synchronizmu generatorów synchronicznych i awarii na sporym obszarze systemu elektroenergetycznego. Koszty takich awarii są ogromne. Ponadto po wystąpieniu takiej sytuacji, wskutek dużych różnic w fazach i/lub amplitudach napięć, restytucja sieci przesyłowej jest trudna i zwykle zajmuje dużo czasu.

Z tych względów silne przeciążenia elementów sieci przesyłowej w pobliżu elektrowni muszą być automatycznie łagodzone zanim dojdzie do rozwoju awarii. W takim przypadku efektywne jest zaniżanie wytwarzania w danej elektrowni wykonywane przez dedykowaną do tego celu

automatykę odciążającą (AO). Jej zadaniem jest chronić sieć przesyłową w pobliżu danej elektrowni za pomocą automatycznego zniżenia wytwarzania. Ten artykuł poświęcony jest koncepcji działania takiej automatyki opracowanej przez autorów i wdrożonej dla dużej elektrowni.

2. Obciążalność elementów sieci

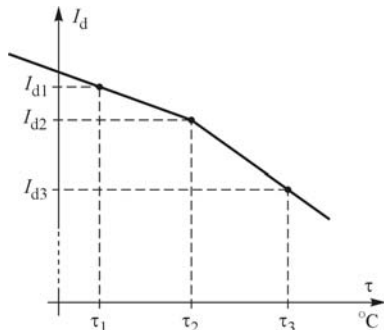
Największa wartość prądu, którym przy danej temperaturze otoczenia τ może być obciążony dany element sieci bez ograniczenia czasu obciążania, nazywana jest obciążalnością długotrwałą i jest oznaczana odpowiednio I_d .

Największa wartość prądu, którym przy danej temperaturze otoczenia τ może być obciążony dany element sieci w ograniczonym czasie t_a nazywana jest obciążalnością awaryjną i jest oznaczana I_a .

Zarówno obciążalność długotrwałą jak i obciążalność awaryjna zależą od wielu czynników takich jak temperatura otoczenia, siła wiatru, nasłonecznienie [11]. Z tego względu faktyczna obciążalność sieci zmienia się dynamicznie zależnie od warunków otoczenia.

W dalszej części artykułu zakłada się, że aktualne wartości I_d oraz (I_a , t_a) są dostarczane do AO z systemów monitorowania pracy linii przesyłowych i transformatorów w czasie rzeczywistym.

Gdy systemy monitorowania są nieczynne wtedy AO korzysta z danych rezerwowych zapisanych w pamięci AO w postaci charakterystyk jak na Rys. 1. Są to krzywe łamane określające obciążalność długotrwałą w funkcji temperatury otoczenia. Temperaturę otoczenia mierzy się lokalnie w stacji elektroenergetycznej. Obciążalność awaryjną oblicza się jako krotność obciążalności długotrwałej $I_a = \alpha \cdot I_d$ gdzie $\alpha > 1$ jest współczynnikiem np. $\alpha = 1,2$ dla $t_a = 20$ min.



Rys. 1. Charakterystyka temperaturowa obciążalności długotrwałej

Z punktu widzenia przeciążeń gałęzi sieci (linie i transformatory) nie jest istotne czy prąd przez nie płynący jest czynny czy bierny. W algorytmie decyzyjnym AO wartości $I_d(i)$ oraz $I_a(i)$ uzyskane z systemu monitorowania lub charakterystyk temperaturowych są porównywane z wartościami prądów $I_{pom}(i)$ mierzonymi w poszczególnych gałęziach sieci wyprowadzenia mocy z elektrowni, gdzie i jest numerem gałęzi.

3. Zniżanie wytwarzania

Zakłada się, że zmniejszanie prądu w gałęziach chronionej sieci jest wymuszane przez AO za pomocą redukcji mocy czynnej zespołów wytwórczych. Odpowiednia zmiana mocy biernej generatorów odbywa się pośrednio jako skutek zmniejszenia ich mocy czynnej. AO nie reguluje bezpośrednio mocy biernej generatorów. Wynika to z następujących faktów. Redukcja mocy czynnej powoduje zmniejszenie strat mocy biernej w sieci i tym samym zmniejszenie mocy biernej generatorów oraz chwilowe

zwiększenie napięcia. Następnie automatyczna regulacja napięcia przywraca odpowiednią wartość napięcia.

W algorytmie decyzyjnym AO do oszacowania ograniczenia wytwarzania niezbędnego do złagodzenia przeciążenia wykorzystywane będą następujące współczynniki węzłowo - gałęziowe:

$$(1) \quad \kappa(i) = \frac{\Delta I(i)}{\Delta I_g} = \sqrt{3} U_{pom} \frac{\Delta I(i)}{\Delta P_m}$$

gdzie: ΔP_m - zmiana mocy czynnej zespołów wytwórczych wymuszona przez AO, ΔI_g - zmiana prądu węzłowego odpowiadająca zmianie ΔP_m , $\Delta I(i)$ - zmiana prądu w i -tej gałęzi sieci odpowiadająca zmianie ΔP_m , U_{pom} - mierzone napięcie węzłowe.

W rozprawie [12] wykazano, że tak zdefiniowane współczynniki węzłowo-gałęziowe są w przybliżeniu stałe w szerokim zakresie zmian mocy od maksymalnej aż do minimalnej mocy oddawanej przez zespoły wytwórcze. Wyniki symulacji potwierdzające ten fakt będą niżej omówione w rozdz. 6. dla omawianego tam przykładu.

W przypadku parowych zespołów wytwórczych zniżenie wytwarzania może być wymuszone za pomocą:

- (a) regulacji mocy turbiny (skrótowe oznaczenie R),
- (b) częściowego zrzutu obciążenia (oznaczenie Z),
- (c) zrzutu do pracy na potrzeby własne (skrótowe oznaczenie PPW).

Sposoby te różnią się zakresem i szybkością redukcji wytwarzania. Dostępny zakres regulacji mocy turbiny w dół dany jest następującym wzorem:

$$(2) \quad \Delta P_{Rmax} = P_{pom} - P_{min}$$

gdzie P_{pom} oraz P_{min} są odpowiednio aktualną i minimalną mocą czynną oddawaną do sieci przesyłowej. W dopuszczalnym czasie trwania obciążenia awaryjnego t_a moc turbiny może być zmniejszona o następującą wartość:

$$(3) \quad \Delta P_{Rta} = \min(p \cdot t_a; \Delta P_{Rmax})$$

gdzie p jest szybkością regulacji mocy turbiny. Typowo jest to kilka MW na minutę.

Częściowy zrzut obciążenia uzyskuje się za pomocą zrzutu pary. Umożliwia to szybkie zmniejszenie mocy czynnej zespołu wytwórczego o wartość ΔP_Z daną następującym wzorem:

$$(4) \quad \Delta P_Z = P_{pom} - P_Z$$

gdzie P_{pom} oraz P_Z są odpowiednio mocą czynną oddawaną do sieci przesyłowej przed i po zrzucie pary. Typowo ΔP_Z odpowiada około połowie mocy znamionowej turbiny.

Przejście zespołu wytwórczego do pracy tylko na potrzeby własne daje szybką i największą redukcję wytwarzania

$$(5) \quad \Delta P_{PPW} = P_{pom}$$

gdzie P_{pom} jest aktualną mocą czynną oddawaną do sieci przesyłowej.

Gdy zostanie zidentyfikowane przeciążenie sieci chronionej, program decyzyjny AO musi wybrać odpowiednią metodę zniżenia wytwarzania. Zostanie to omówione w dalszej części artykułu.

4. Sprzęt i oprogramowanie

AO jest wykonana jako system mikroprocesorowy zainstalowany w stacji, do której przyłączone są zespoły wytwórcze danej elektrowni. Jednostka centralna tego systemu odbiera pomiary prądu z pól elementów chronionej sieci oraz obciążalności długotrwałe i awaryjne z systemów

monitorowania. Gdy systemy monitorowania nie są czynne, odpowiednie wartości są odczytywane z charakterystyk temperaturowych.

AO ma działać w oparciu o obciążenia gałęzi i nie może reagować na nagłe i chwilowe zmiany wartości prądów w trakcie zwarć lub operacji łączeniowych w sieci. Z tego względu w jednostce centralnej pomiary prądów są przetwarzane przez cyfrowe filtry dolno-przepustowe o oknie pomiarowym długości kilku sekund. Filtry te wygładzają wszystkie nagłe zmiany mierzonych prądów.

Jednostka centralna otrzymuje też dane o obciążeniu poszczególnych zespołów wytwórczych i dostępności metody i zakresu redukcji wytwarzania.

W oparciu o te dane niżej opisany algorytm decyzyjny podejmuje decyzje o konieczności i sposobie redukcji wytwarzania.

5. Algorytm decyzyjny

Dla każdej i -tej gałęzi chronionej sieci można zdefiniować jej przeciążenie $\Delta I_{d<}(i)$ względem wartości dopuszczalnej długotrwale $I_d(i)$ oraz przeciążenie $\Delta I_{a<}(i)$ względem wartości awaryjnej $I_a(i)$:

$$(6a) \quad \Delta I_{d<}(i) = I_{pom}(i) - I_d(i) \quad \text{gdy} \quad I_{pom}(i) > I_d(i)$$

$$(6b) \quad \Delta I_{d<}(i) = 0 \quad \text{gdy} \quad I_{pom}(i) \leq I_d(i)$$

$$(7a) \quad \Delta I_{a<}(i) = I_{pom}(i) - I_a(i) \quad \text{gdy} \quad I_{pom}(i) > I_a(i)$$

$$(7b) \quad \Delta I_{a<}(i) = 0 \quad \text{gdy} \quad I_{pom}(i) \leq I_a(i)$$

gdzie $I_{pom}(i)$ jest aktualną wartością prądu mierzonego.

W definicjach tych, jeśli mierzona wartość prądu jest mniejsza od wartości dopuszczalnej, to przeciążeniu nadaje się wartość zerową.

Zgodnie z pierwszym prawem Kirchhoffa w węzle wartości prądów dodają się jako liczby zespolone. Dla potrzeb identyfikacji przeciążeń można jednak posłużyć się niżej opisanymi wielkościami będącymi sumami liczb rzeczywistych (moduły liczb zespolonych):

$$(8) \quad I_d(\Sigma) = \sum_{\{i\}} I_d(i); \quad I_a(\Sigma) = \sum_{\{i\}} I_a(i)$$

$$(9) \quad \Delta I_{d<}(\Sigma) = \sum_{\{i\}} \Delta I_{d<}(i); \quad \Delta I_{a<}(\Sigma) = \sum_{\{i\}} \Delta I_{a<}(i)$$

gdzie: $I_d(\Sigma)$, $I_a(\Sigma)$ - przepustowość sieci odpowiednio długotrwała i awaryjna, $\Delta I_{d<}(\Sigma)$, $\Delta I_{a<}(\Sigma)$ - przeciążenie sieci, $\{i\}$ - sumowanie po wszystkich gałęziach chronionej sieci.

Zgodnie z powyższymi wzorami (9) oraz (6) (7) uznaje się, że chroniona sieć jest przeciążona jeśli przeciążona jest jej co najmniej jedna gałąź.

5.1. Silne przeciążenia

Jeśli dla jakiegokolwiek gałęzi sieci zachodzi $I_{pom}(i) > I_a(i)$, tj. prąd przekracza wartość dopuszczalną awaryjnie, to uznaje się, że przeciążenie jest silne. W takim przypadku ze wzorów (7a) oraz (9) otrzymuje się: $\Delta I_{a<}(i) > 0$ oraz $\Delta I_{d<}(\Sigma) > 0$. Takie przeciążenie musi być szybko złagodzone za pomocą zniżenia wytwarzania przez zrzut do pracy na potrzeby własne lub przez częściowy zrzut obciążenia.

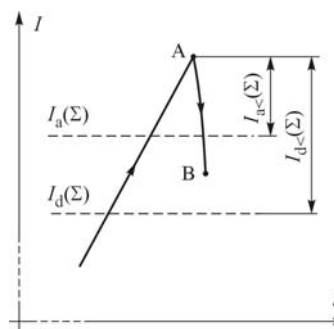
Koncepcję doboru wartości zniżenia wytwarzania ilustruje Rys. 2. Na rysunku tym założono, że zdarzenie ekstremalne spowodowało zmianę obciążenia sieci do wartości odpowiadającej punktowi A. W punkcie A

występuje $\Delta I_{a<}(\Sigma) > 0$ oraz $\Delta I_{d<}(\Sigma) > 0$. W takiej sytuacji należy zaniżyć obciążenie o co najmniej

$$(10) \quad \Delta P_{m \min} \geq \beta \sqrt{3} U_{pom} \Delta I_{d<}(\Sigma)$$

gdzie $\beta \geq 1$ jest współczynnikiem zapasu (np. $\beta \geq 1,2$), U_{pom} jest napięciem szyn. W nierówności tej do indeksu symbolu ΔP_m dodano min dla podkreślenia, że jest to wymagane minimalne zniżenie wytwarzania.

Po wykonaniu minimalnego zniżenia wytwarzania obciążenie sieci zmniejszy się do wartości odpowiadającej punktowi B, czyli nie mniejszej niż obciążalność dopuszczalna długotrwale. Wynika to z faktu, że zniżenie wytwarzania rozdzieli się między gałęzie, które były przeciążone oraz gałęzie, które nie były przeciążone. Nie dojdzie więc do wyeliminowania przeciążeń wszystkich przeciążonych gałęzi, a jedynie do złagodzenia przeciążeń. Dalsze zniżanie wytwarzania będzie można jednak wykonać wolniej z uwzględnieniem czasu t_a obciążalności awaryjnej.



Rys. 2. Ilustracja złagodzenia silnych przeciążeń

Po określeniu $\Delta P_{m \min}$ program decyzyjny AO musi wybrać metodę szybkiego zniżania wytwarzania na podstawie aktualnie dostępnych możliwości danych wzorami (4) oraz (5). W tym celu program decyzyjny AO wykonuje następującą analizę:

- (1) Czy jest dostępny zespół wytwórczy j dla którego możliwy jest częściowy zrzut obciążenia $\Delta P_Z(j) \geq \Delta P_{m \min}$?
 - (a) Jeśli TAK, to wykonaj częściowy zrzut obciążenia tego zespołu i zmodyfikuj dane dotyczące dostępności. Zapamiętaj $\Delta P_m = \Delta P_Z(j)$.
 - (b) Jeśli NIE przejdź do punktu 2.
- (2) Czy jest zespół wytwórczy j dla którego $\Delta P_{ppw}(j) \geq \Delta P_{m \min}$?
 - (a) Jeśli TAK, to w przypadku zespołu j wykonaj zrzut na potrzeby własne i zmodyfikuj dane dotyczące dostępności. Zapamiętaj $\Delta P_m = \Delta P_{ppw}(j)$.
 - (b) Jeśli NIE przejdź do punktu 3.
- (3) Czy jest para zespołów wytwórczych $\{j,k\}$ dla których $[\Delta P_{ppw}(j) + \Delta P_Z(k)] \geq \Delta P_{m \min}$?
 - (a) Jeśli TAK, to przekaz sygnał do wykonania częściowego zrzutu obciążenia i zrzutu na potrzeby własne w przypadku tych zespołów wytwórczych i zmodyfikuj dane dotyczące dostępności. Zapamiętaj $\Delta P_m = [\Delta P_{ppw}(j) + \Delta P_Z(k)]$.
 - (b) Jeśli NIE przejdź do punktu 4.
- (4) Czy jest para zespołów wytwórczych $\{j,k\}$ dla których $[\Delta P_{ppw}(j) + \Delta P_{ppw}(k)] \geq \Delta P_{m \min}$?
 - (a) Jeśli TAK, to przekaz sygnał do wykonania zrzutu na potrzeby własne w przypadku obu zespołów

wytwórczych i zmodyfikuj dane dostępności. Zapamiętaj $\Delta P_m = [\Delta P_{PPW}(j) + \Delta P_{PPW}(k)]$.

- (b) Jeśli NIE to wykonaj jak zadania w punkcie 4a, lecz wyślij komunikat, że przeciążenie sieci przekracza dostępne możliwości szybkiego odciążania.

Po wykonaniu szybkiego zniżenia wytwarzania algorytm decyzyjny AO powraca do analizowania pomiarów. W przypadku stwierdzenia $\Delta I_{a<}(\Sigma) > 0$ ponawia powyższą analizę. W przeciwnym razie gdy $\Delta I_{d<}(\Sigma) > 0$, algorytm decyzyjny przechodzi do działań opisanych w następnym rozdziale.

5.2. Słabe przeciążenia

Uznaje się, że przeciążenie jest słabe, gdy $\Delta I_{a<}(i) = 0$ oraz $\Delta I_{d<}(\Sigma) > 0$. Na złagodzenie takiego przeciążenia jest czas t_a (np. dla linii przesyłowej $t_a = 20 \text{ min.}$).

Słabe przeciążenia mogą być złagodzone za pomocą zniżenia wytwarzania przez regulację mocy turbin. Można tu wyróżnić dwa niżej opisane przypadki różniące się sposobem pozyskania wartości współczynników węzłowo - gałęziowych.

Przypadek (a). Regulacja mocy turbiny jest poprzedzona szybkim zniżeniem wytwarzania

Po wykonaniu szybkiego zniżenia wytwarzania o wartość ΔP_m program decyzyjny AO może za pomocą wzorów (1) obliczyć aktualne wartości współczynników węzłowo-gałęziowych $\kappa(i)$. Gdy współczynniki te są już policzone można obliczyć zniżenie wytwarzania $\Delta P_{m \text{ pred}}(i)$ wymagane do dalszego złagodzenia przeciążenia w poszczególnych gałęziach sieci:

$$(11) \quad \Delta P_{m \text{ pred}}(i) = \beta \sqrt{3} U_{\text{pom}} \frac{\Delta I_{d<}(i)}{\kappa(i)}$$

gdzie poszczególne oznaczenia są jak w nierówności (10). Mając te oszacowania dla wszystkich gałęzi można spośród nich wybrać zniżenie wytwarzania $\Delta P_{m \text{ pred}}$ konieczne do złagodzenia przeciążeń we wszystkich gałęziach chronionej sieci:

$$(12) \quad \Delta P_{m \text{ pred}} = \max \{ \Delta P_{m \text{ pred}}(i) \}$$

Następnie trzeba sprawdzić, czy wymagane zniżenie $\Delta P_{m \text{ pred}}$ nie jest większe od redukcji mocy jaką można uzyskać za pomocą regulacji mocy turbiny przed upływem dopuszczalnego czasu pracy awaryjnej. Określa to następujący warunek:

$$(13) \quad \Delta P_{m \text{ pred}} \leq \sum_j \Delta P_{Rta}(j)$$

gdzie j jest numerem zespołu wytwórczego podlegającego regulacji, ΔP_{Rta} jest zdefiniowane wzorem (3).

Jeśli odpowiedni warunek (13) jest spełniony należy rozpocząć regulację mocy turbiny i prowadzić ją aż do wyzerowania przeciążeń we wszystkich gałęziach lub wyczerpania czasu bądź zakresu regulacji. W przeciwnym przypadku program decyzyjny musi przejść do przeanalizowania możliwości wykonania częściowego zrzutu obciążenia lub zrzutu do pracy na potrzeby własne. Jeśli natomiast wymagany częściowy zrzut lub zrzut do pracy na potrzeby własne nie są dostępne, AO rozpoczyna regulację i podaje komunikat ostrzegawczy, że regulacja nie doprowadzi do całkowitego zlikwidowania przeciążeń.

Przypadek (b). Regulacja mocy turbiny nie jest poprzedzona szybkim zniżaniem wytwarzania

W tym przypadku współczynniki węzłowo - gałęziowe trzeba wyznaczyć za pomocą próbnej regulacji mocy turbiny podjętej na krótki czas Δt_R (np. $\Delta t_R = 2 \text{ min.}$). Współczynniki węzłowo - gałęziowe oblicza się w następujący sposób:

$$(14) \quad \kappa(i) = \sqrt{3} U_{\text{pom}} \frac{\Delta I(i)}{\Delta P_m}$$

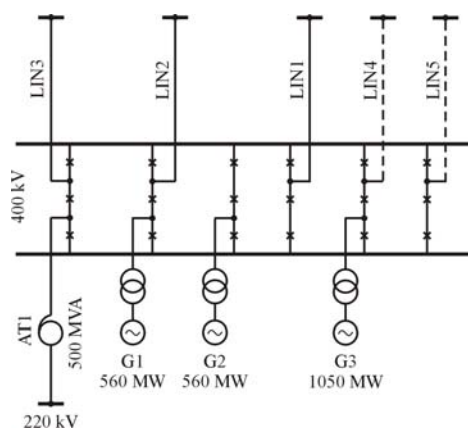
gdzie: i jest numerem gałęzi sieci, $\Delta I(i)$ jest redukcją prądu w i -tej gałęzi sieci uzyskanej w trakcie odciążania próbnego, ΔP_m jest redukcją mocy czynnej w trakcie regulacji próbnej.

Po wyznaczeniu tych współczynników postępuje się dalej tak samo jak w poprzednim przypadku, tj. korzysta się z wzorów (11) - (13).

6. Przykład zastosowania

Przykład dotyczy symulacji zastosowania proponowanej AO w realnej sytuacji jaka zaistniała wskutek opóźnienia inwestycji w sieci przesyłowej w otoczeniu elektrowni parowej o dużej mocy wytwórczej. W poniższym opisie tylko nazwy linii i generatorów są fikcyjne.

Inwestycja dotyczyła przyłączenia nowego zespołu wytwórczego G3 o mocy 1050 MW podczas gdy z powodów niezależnych od inwestora nastąpiło znaczne opóźnienie wykonania dwóch nowych linii 400 kV zaznaczonych na Rys. 3 liniami przerywanymi.



Rys. 3. Fragment schematu stacji elektroenergetycznej z omawianego przykładu

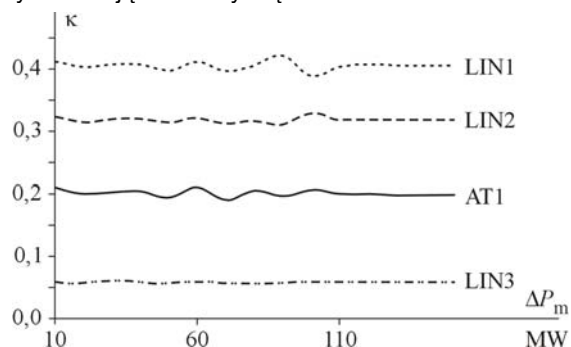
Z analizy stabilności systemu elektroenergetycznego i rozplywów mocy wynika, że trzy zespoły wytwórcze mogą pracować z pełną mocą, gdy załączone są trzy istniejące linie 400 kV oraz autotransformator 400/220 kV, tj. w stanie (N-0). W stanach (N-1) oraz (N-2) mogą jednak pojawić się przeciążenia. Po stronie 220 kV oraz 110 kV pracują również zespoły wytwórcze, ale ze względu na dużą liczbę linii przesyłowych i rozdzielczych, w stanach (N-1) oraz (N-2) nie występują w nich przeciążenia.

Dla ochrony sieci 400 kV przed skutkami tych przeciążeń zdecydowano się okresowo, do czasu zakończenia inwestycji, zastosować wyżej opisywaną AO. Obejmuje ona linie LIN1, LIN2, LIN3 oraz autotransformator AT1. Rys. 3 przedstawia tylko fragment schematu stacji elektroenergetycznej dotyczący strony 400 kV. Po tej stronie stacja ma układ półtora-wyłącznikowy.

6.1. Współczynniki węzłowo - gałęziowe

W celu zweryfikowania założenia o stałości współczynników węzłowo - gałęziowych zdefiniowanych wzorem (1) dla omawianego przykładu wykonano

symulacje zmiany wartości tych współczynników w funkcji ΔP_m . Symulację wykonano za pomocą programu rozptywu mocy zmieniając moc czynną z krokiem co 10 MW.



Rys. 4. Współczynniki węzłowo - gałęziowe dla stanu (N-0)

Wynik symulacji dla stanu (N-0) podano na Rys. 4. Analogiczne wyniki otrzymano także dla wszystkich możliwych stanów (N-1), (N-2). Zmiany wartości współczynników są małe w całym zakresie zmian i z punktu widzenia algorytmu decyzyjnego AO można przyjąć, że współczynniki te są stałe.

6.2. Dostępne zdolności zaniżania wytwarzania

Do opracowania AO dla analizowanej stacji elektrownianej przyjęto, że nowy zespół wytwórczy G3 o mocy 1050 MW nie będzie wykorzystywany do odciążania sieci przesyłowej. Do tego celu (w ramach usługi systemowej) przeznaczono zespoły wytwórcze G1, G2 każdy o mocy 560 MW. Zdolność do redukcji mocy wytwarzanej każdego z tych zespołów wytwórczych jest następująca:

- Zespół wytwórczy może wykonać zrzut do pracy na potrzeby własne.
- W zespole wytwórczym w ciągu (2÷5) min. można wykonać częściowy zrzut obciążenia do wartości minimum technicznego 250 MW (moc turbiny).
- Za pomocą regulacji mocy turbiny moc zespołu wytwórczego można zredukować do minimum technicznego 250 MW (moc turbiny) z szybkością 4 MW/min.
- Odstęp czasowy między kolejnymi zrzutami obciążenia dwóch zespołów wytwórczych wynosi co najmniej 10 min. Odstęp czasowy między częściowym zrzutem obciążenia a zrzutem do pracy na potrzeby własne wynosi minimum 5 min.
- Moc oddawana do sieci przesyłowej jest mniejsza o potrzeby własne, które szacuje się na około 4%, czyli około 22 MW przy pracy znamionowej oraz około 10 MW przy pracy z minimum technicznym.

Z powyższego wynika, że przy pracy znamionowej turbiny 560 MW, do sieci oddawane jest 538 MW. Zgodnie z wzorem (4) otrzymuje się $\Delta P_z = 538 - 240 = 298$ MW. Zgodnie z wzorem (5) otrzymuje się $\Delta P_{ppw} = 538$ MW. W oparciu o te wartości, korzystając z obu zespołów wytwórczych, AO może wykonać szybką redukcję mocy w wariantach jak w Tab. 1. Z wzoru (2) otrzymuje się $\Delta P_{Rmax} = 538 - 240 = 298$ MW. Przy szybkości regulacji $p=4$ MW/min. na tak duże zniżenie wytwarzania trzeba by czekać aż 74,5 min. Jest to dłużej niż typowe wartości t_a pracy przy obciążeniu awaryjnym. Przykładowo w czasie $t_a=20$ min. dla jednego zespołu wytwórczego uzyskuje się redukcję wytwarzania 80 MW, zaś przy równoczesnej regulacji dwóch zespołów wytwórczych 160 MW.

Tabela 1. Możliwe szybkie redukcje wytwarzania

Rodzaj działania AO	ΔP_m [MW]
Zrzut G1	298
PPW G1	538
PPW G1 + Zrzut G2	836
PPW G1 + PPW G2	1076

6.3. Silne przeciążenia

W Tab. 2 zestawiono wyniki obliczeń dla stanów (N-1) oraz (N-2), w których występują silne przeciążenia, tj. przeciążenia powyżej obciążalności awaryjnej. W kolumnach 3-6 podano wartości obciążeń poszczególnych gałęzi w % obciążalności długotrwałej I_d . W siódmej kolumnie podano wartości przeciążenia sieci $\Delta I_{d<}(\Sigma)$ przeliczone do mocy pozornej $\Delta S_{d<}(\Sigma)$ w MVA. Wartości te są użyte do wyznaczenia zgodnie z wzorem (10) minimalnej redukcji wytwarzania ΔP_{mmin} . Ta wartość służy do wybrania z Tab. 1 najbliższej wartości spełniającej warunek $\Delta P_m \geq \Delta P_{mmin}$. Wartość wybrana przez algorytm decyzyjny AO jest wpisana w kolumnie drugiej. W zacięzionych wierszach podano wyniki rozptywu mocy po zastosowaniu wybranej redukcji wytwarzania.

Przykładowo w stanie (N-1) dla wyłączenia LIN2 uzyskano przeciążenie sieci $\Delta S_{d<}(\Sigma) = 338,7$ MVA, przy czym faktycznie przeciążona jest tylko linia LIN1, zaś linia LIN3 oraz autotransformator AT1 nie są przeciążone. Dla tego przeciążenia algorytm decyzyjny AO wybierze z Tab. 1 redukcję wytwarzania $\Delta P_m = 538$ MW odpowiadającą zrzutowi G1 do pracy na potrzeby własne. Po wykonaniu tej redukcji zmniejsza się obciążenie we wszystkich pracujących gałęziach LIN1, LIN3, AT1.

W innych przypadkach wymienionych w Tab. 2 AO wykorzystuje także częściowy zrzut obciążenia. Po redukcji silnych przeciążeń (jak widać na Rys. 1 oraz w Tab. 2) pozostają jeszcze słabe przeciążenia niektórych gałęzi sieci chronionej przez AO. Przeciążenia te są dalej eliminowane w ramach działań opisanych wyżej w Rozdz. 5.2.

6.4. Słabe przeciążenia

W Tab. 3 zestawiono stany (N-1) oraz (N-2) dla których występują słabe przeciążenia w zakresie obciążalności awaryjnej. Przeciążenia te nie wymagają szybkiej interwencji i mogą być wyeliminowane za pomocą regulacji mocy turbiny lub częściowego zrzutu obciążenia.

Operator omawianej sieci przesyłowej dla linii przesyłowych przyjmuje czas pracy z obciążeniem awaryjnym $t_a=20$ min. W tym czasie regulując oba zespoły wytwórcze G1 i G2 można uzyskać redukcję mocy 160 MW. Taki sposób redukcji wytwarzania został wybrany przez algorytm decyzyjny AO w obu stanach (N-1) wymienionych w Tab. 3. Po zredukowaniu wytwarzania o $\Delta P_m=160$ MW linia LIN1 jest jeszcze przeciążona o około 2%. Dalsza redukcja może być wykonana przez dyspozytora.

W stanie (N-2) wymienionym w Tab. 3 redukcja wytwarzania o $\Delta P_m=160$ MW nie jest wystarczająca i algorytm decyzyjny AO wybiera wykonanie zrzutu obciążenia zespołu wytwórczego G1 o wartości $\Delta P_z=298$ MW. Pozwala to odciążyć przeciążającą się linię do wartości bliskich obciążalności długotrwałej. Dalsza redukcja może być wykonana przez dyspozytora.

7. Podsumowanie

Aby ograniczyć możliwość uszkodzenia elementów sieci przesyłowej oraz zmniejszyć prawdopodobieństwo

wyłączeń kaskadowych po wystąpieniu zdarzeń ekstremalnych można zastosować wyżej opisaną automatykę przeciwawaryjną łagodzącą przeciążenia chronionej sieci przesyłowej.

Proponowana automatyka przeciwawaryjna może też być stosowana dla zdarzeń planistycznych w okresach przejściowych gdy inwestycje sieciowe są opóźnione w stosunku do inwestycji w sektorze wytwarzania.

Proponowana automatyka nie wymaga dużych nakładów finansowych. Może wykorzystywać istniejące urządzenia pomiarowe i systemy diagnostyczne i dodatkowo wymaga zastosowania tylko jednego komputera centralnego realizującego algorytm decyzyjny.

Tabela 2. Ilustracja łagodzenia silnych przeciążeń

Gałęzie wyłączone	Redukcja	Obciążenia gałęzi sieci w % I_d				Przeciążenie	Działanie AO
	ΔP_m	LIN1	LIN2	LIN3	AT1	$\Delta S_{d-(\Sigma)}$	Rodzaj
LIN2	-	130,7	-	59,7	69,1	338,7	PPW G1
	538	103,2		49,9	35,9	35,3	
LIN1	-	-	141,9	70,7	127,3	466,8	PPW G1
	538		107,3	60,0	85,7	55,1	
LIN1 LIN2	-	-	-	125,7	285,8	1131,7	PPW G1+PPW G2
	1076			75,0	124,0	132,1	
LIN1 LIN3	-	-	159,4	-	158,9	772,1	PPW G1+Zrzut G2
	836		100,6		85,2	4,5	
LIN1 AT1	-	-	212,7	114,8	-	914,3	PPW G1+PPW G2
	1076		96,6	61,9			
LIN2 LIN3	-	141,8	-	-	93,5	461,3	PPW G1
	538	112,0			54,5	132,5	
AT1 LIN2	-	158,5	-	77,8	-	645,4	PPW G1+Zrzut G2
	836	94,1		47,3			

Tabela 3. Ilustracja łagodzenia słabych przeciążeń

Gałęzie wyłączone	Redukcja	Obciążenia gałęzi sieci w % I_d				Przeciążenie	Działanie AO
	ΔP_m	LIN1	LIN2	LIN3	AT1	$\Delta S_{d-(\Sigma)}$	
AT1	-	109,3	87,9	46,7	-	102,9	Regulacja (G1+G2)
	160	101,9	79,6	45,7		21,0	
LIN3	-	108,3	88,9	-	37,8	92,1	Regulacja (G1+G2)
	160	102,3	81,9		30,8	25,4	
LIN3 AT1	-	119,4	99,8	-	-	214,3	Zrzut G1
	298	103,9	82,5			43,0	

Autorzy: Dr inż. Konrad Gryszpanowicz, Politechnika Warszawska, e-mail: konrad.gryszpanowicz@ien.pw.edu.pl
 prof. dr hab. inż. Jan Machowski, Politechnika Warszawska, e-mail: jan.machowski@ien.pw.edu.pl
 dr hab. inż. Sylwester Robak prof.PW, Politechnika Warszawska, e-mail: sylwester.robak@ien.pw.edu.pl

LITERATURA

- [1] North American Electric Reliability Corporation (NERC), "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems in North America," August 4, 2011
- [2] "Defense plan against extreme contingencies" CIGRE Technical Brochure No 316, Task Force C2.02.24, April 2007
- [3] J.Machowski, J.Bialek, J.Bumby, Power System Dynamics. Stability and Control. John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008, ISBN 978-0-470-72558-0
- [4] Shandilya A., Gupta H., Sharma J., Method for generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads using local optimization, IEE PROCEEDINGS-C, Vol. 140, No. 5, SEPTEMBER 1993
- [5] Otomega B., Marinakis A., Glavic M., Van Cutsem, Emergency alleviation of thermal overloads using model predictive control, IEEE, PowerTech 2007
- [6] Elham B. Makram Katherine P. Thornton Homer E. Brown, Selection of lines to be switched to eliminate overloaded lines

- using a Z-matrix method, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, May 1989 pp. 653-660
- [7] Medeswaran R., Kamaraj N., Alleviation of line overloads under contingency by optimal utilisation of FACTS devices using evolutionary computation techniques, ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences VOL. 9, No. 12, December 2014 ISSN 1819-6608
- [8] Naresh Acharya, Chen-Ching Liu, Miodrag B. Djukanovic, Wind generation curtailment to relieve line overload in an on-line environment, European Transactions on Electrical Power, Published online 8 July 2008 in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com)
- [9] Daniel J. Burke, Mark J. O' Malley, Factors Influencing Wind Energy Curtailment, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 2, No. 2, April 2011 pp. 185-193
- [10] Henrik Klinge Jacobsen, SaschaThorsten Schroder, Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives, Energy Policy, 49 (2012) pp. 663-675
- [11] "Guide for thermal ratings calculations of overhead lines" CIGRE Report 60, Working Group B2.43, December 2014
- [12] K.Gryszpanowicz, Badanie i poprawa stabilności systemu elektroenergetycznego na etapie planowania jego rozwoju. Rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska, Warszawa, 2016 r.