ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLASKIEJ

Seria: ELEKTRYKA z. 189

Nr kol. 1629

Bernard WITEK Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechnika Śląska, Gliwice

O WPŁYWIE REGULATORA UPFC NA WYBRANE KRYTERIA DECYZYJNE ZABEZPIECZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono zagadnienie realizacji podstawowych kryteriów decyzyjnych elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej dla linii przesyłowych z przekształtnikowym układem FACTS. Zaproponowano model układu elektroenergetycznego z regulatorem UPFC zrealizowany w środowisku programowym PSCAD/EMTDC, na podstawie którego przeprowadzono badania symulacyjne procesów łączeniowych oraz zakłóceń zwarciowych. Wyniki badań wykorzystano do oceny poprawności działania wybranych kryteriów zabezpieczeniowych: odległościowego, porównawczo-prądowego oraz porównawczo-fazowego. Uzyskane wyniki stanowią istotne przesłanki do sformułowania i parametryzacji kryteriów zabezpieczenia adaptacyjnego linii w układach elektroenergetycznych z elementami FACTS.

UNIVERSAL POWER FLOW CONTROLLER (UPFC) IMPACT UPON CHOSEN DECISION CRITERIA OF POWER SYSTEM PROTECTION

Summary. Selected aspects of power system protection (PSP) operation in arrangements, where power electronic devices are used for voltage (Var) and/or power flow control are discussed in the paper. Voltage Source Converter (VSC) based controllers are nowadays the most advanced elements of flexible AC transmission systems (FACTS). The power system model has been implemented in electromagnetic transients simulation program – PSCAD/EMTDC. As an example a power line equipped with a unified power flow controller (UPFC) is discussed in the paper and the influence of the controller on protective criteria operation in normal conditions as well as during faults in the line is shown. The influence of the controller operation upon the decision making by the most frequently applied transmission line protective criteria i.e.: distance, differential and phase-comparison has been considered.

1. WPROWADZENIE

W systemach elektroenergetycznych (SEE) wielu krajów zaistniała konieczność zastosowania środków umożliwiających zwiększenie mocy przesyłanych istniejącymi torami systemu. Dokonujący się w ostatnich latach postęp w technologii półprzewodników umożliwił rozwój układów tzw. elastycznego przesyłu energii elektrycznej (FACTS – ang. *Flexible AC Transmission Systems*). Obecnie największą uwagę poświęca się rozwiązaniom o najlepszych możliwościach regulacyjnych, opartych na przekształtnikowych źródłach napięciowych (ang. *Voltage–Source Converter* – VSC). Do układów tych należy m.in. zunifikowany układ sterowania przesyłem mocy (UPFC – ang. *Unified Power Flow Controller*), który może wypełniać zadanie pełnej regulacji przepływu mocy w ciągu przesyłowym, przez co daje się wykorzystać do sterowania pracą systemu zarówno w stanach normalnych – np. do wyrównywania rozpływów mocy i ograniczania przepływów oczkowych, jak i w zakresie utrzymania stabilności kątowej i napięciowej oraz sterowania prewencyjnego [5].

2004

2. DZIAŁANIE I MODEL REGULATORA UPFC

Uproszczony model regulatora UPFC, pracującego w układzie sieciowym przedstawiono na rys. 1. Zazwyczaj przyjmuje się założenie, że regulator umieszczony jest w węźle sieci, w którym napięcie jest niezależne od prądu obciążenia linii. Wówczas parametr I_r nie wpływa na charakterystyki przesyłowe [5], a problem sprowadza się do sterowania wartościami napięcia U_{pq} i kąta ρ .

$$\underline{U}_{pq} = U_{pq}e^{j\rho} = U_1 r_c e^{j\rho},$$

gdzie: r_c – stała regulacji (założona część napięcia U_1), $0 \le \rho \le 2\pi$.



Rys. 1. Model (a) i wykres wektorowy regulatora UPFC (b) z uwzględnieniem ograniczeń napięciowych Fig. 1. UPFC model (a) and vector diagram (b) with voltage limitations consideration

Pozwala to na uzyskanie maksymalnego zakresu zmienności mocy czynnej przesyłanej. Charakterystyki mocy układu z UPFC (dla $U_1=U_2=U$) można bowiem zapisać:

$$P(\delta,\rho) = \frac{U^2}{X} \cdot \sin \delta - \frac{U \cdot U_{pq}}{X} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right) \quad , \tag{1}$$

$$Q_2(\delta,\rho) = \frac{U^2}{X} \cdot (1 - \cos\delta) - \frac{U \cdot U_{pq}}{X} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right).$$
⁽²⁾

Zatem możliwość regulacji napięcia źródła statycznego – U_{pq} pozwala z kolei na regulację mocy w układzie, przy czym moc bierna jest generowana w przekształtniku, a źródłem mocy czynnej jest gałąź stałoprądowa zasilana z systemu wytwórczego. W praktyce możliwa jest realizacja następujących, funkcjonalnych trybów pracy UPFC:

- regulacja napięcia w węźle możliwe jest prawie płynne regulowanie wartości napięcia <u>Upq</u>, które jest w fazie lub przeciwfazie z napięciem źródła <u>U</u>₁ (ρ=0 lub π) w zakresie <u>Upq</u>=±<u>U</u>₀,
- kompensacja reaktancji linii poprzez ustalenie napięcia <u>U_{pq}=U_q</u> (przy czym wektory <u>U_q</u> i <u>I_L</u> są ortogonalne),
- regulacja kąta przesyłu poprzez uzależnienie napięcia <u>U</u>_{pq} wyłącznie od kąta (przy stałej amplitudzie) tj. <u>U</u>_{pq}=<u>U</u>_α

Wobec tego wypadkowe napięcie źródła reprezentującego UPFC:

O wpływie regulatora upfc na wybrane kryteria...

$$\underline{U}_{pq} = \Delta \underline{U}_0 + \underline{U}_q + \underline{U}_\sigma$$

Zdolność UPFC do sterowania amplitudą i fazą "wstrzykiwanego" do linii napięcia (a przez to również prądu) przekłada się na uzyskanie pożądanego poziomu mocy czynnej i biernej.

Z realizacją powyższych trybów związana jest zmiana struktury układu regulatora. W zależności od układu połączeń wewnętrznych oraz sposobu sterowania załączaniem zaworów regulator może pracować w swojej pełnej strukturze jako sterownik przepływu mocy i napięcia węzłowego (UPFC), jako kompensator poprzeczny (STATCOM) lub kompensator szeregowy (SSSC) [1]. W badaniach symulacyjnych, będących przedmiotem dalszej części artykułu uwzględniono dwa tryby pracy: "pełny" – UPFC oraz STATCOM. Zastosowano model matematyczny o większym stopniu złożoności niż opisany powyżej – adekwatny dla modeli rozpływowych. W rozpatrywanym zagadnieniu konieczne było przyjęcie modelu w dziedzinie czasu z wykorzystaniem procedur numerycznych. Linie zamodelowano w oparciu o fazowy model częstotliwościowo-zależny, a krok obliczeń przyjęto na poziomie 10 µs [5, 11].

3. MODEL UKŁADU ELEKTROENERGETYCZNEGO I REGULATORA UPFC

Model symulacyjny układu przesyłowego, regulatora UPFC oraz zabezpieczenia linii przesyłowej zrealizowano w środowisku programowym PSCAD/EMTDC, pozwalającym na symulację przejściowych stanów elektromagnetycznych. Do kompozycji modelu (rys. 2) przyjęto następujące założenia:

- parametry znamionowe układu: U_N =110 kV, f_N =50 Hz;
- UPFC złożony z dwóch przekształtników 6-impulsowych z tyrystorami GTO i modulacją szerokości impulsów (PWM), współczynnik modulacji częstotliwości m_f=9,...,33, S_{NUPFC}=100MVA – zlokalizowany w chronionym torze linii A-B,
- linia zawieszona na słupach serii M52 (dwutorowa) z przewodami 6×AFL-6 (270 mm²) przewody odgromowe 2×AFL-1,7 (70 mm²), długość linii l_{AB}=100 km,
- żródła: S_A węzeł wytwórczy (generator + transformator blokowy): S_{NG}=235 MV·A, U_{NG}=15,75 kV; S_B – systemy zastępcze, moc zwarciowa: S_{kBI}=2 GV·A, S_{kBII}=2,5 GV·A.

Do badań przyjęto konwencjonalny układ sterowania oparty na regulatorach typu PI oraz pętli fazowej PLL dla synchronizacji napięcia źródła statycznego z napięciem sieci (rys. 3). Regulacja napięć AC obu przekształtników odbywa się w oparciu o modulację szerokości impulsów, przy czym m_r i m_s oznaczają odpowiednio współczynniki modulacji amplitudy, a θ_r i θ_s kąty przesunięcia fazowego napięć obu przekształtników względem napięcia sieci u_1 . Rysunek 4 z kolei przedstawia strukturę połączeń wewnętrznych przekształtnika szeregowego zrealizowaną w środowisku programowym PSCAD/EMTDC. W przyjętym modelu impulsy załączające powstają na zasadzie modulacji sygnału nośnego (np. trójkątnego) sygnałem sinusoidalnym, co zapewnia odtworzenie pożądanej fali napięcia na wyjściu przekształtnika [3].



Rys. 2. Konfiguracja zabezpieczeń linii przesyłowej z UPFC oraz model układu przesyłowego Fig. 2. Power system and protection arrangement of UPFC controlled power line



Rys. 3. Uproszczony schemat sterowania załączaniem zaworów przekształtników regulatora UPFC z modulacją szerokości impulsów (PWM)

Fig. 3. Simplified scheme of UPFC valves control system with pulse width modulation (PWM)



Rys. 4. Układ połączeń zaworów (GTO) w przekształtniku szeregowym oraz impulsy zapłonowe (FP) zaworu G₁, CS - trójkątny sygnał nośny, MS - sinusoidalny sygnał modulujący
 Fig. 4. GTO valves connections and firing pulses (FP) of valve G₁ generated upon triangular carrying signal (CS) and sinusoidal modulation signal (MS)

4. BADANIA SYMULACYJNE DZIAŁANIA WYBRANYCH KRYTERIÓW DECYZYJNYCH ZABEZPIECZENIA LINII Z REGULATOREM UPFC

Dla układu przesyłowego z rys. 2 przeprowadzono badania porównawcze działania zabezpieczeń linii przy zwarciach w linii, kiedy regulator jest włączony (wyłącznik bocznikujący regulator – W_s otwarty, W_r zamknięty), a pomiar jest dokonywany w punktach zabezpieczeniowych PZ₁ lub PZ₂. Założono pomiar napięcia i prądu w polu liniowym toru chronionego oraz (opcjonalnie) prądu toru równoległego. W badaniach symulacyjnych uwzględniono podstawowe funkcje stosowane w zabezpieczeniach linii przesyłowych: odległościową (ZO), porównawczo-prądową (Δ I) oraz porównawczo-fazową ($\Delta\phi$). Ze względu na znaczną liczbę badanych przypadków skoncentrowano się na wybranych wynikach uzyskanych dla zwarcia dwufazowego z ziemią (L₁-L₂-E) na końcu pierwszej strefy zabezpieczenia odległościowego, tj. kiedy odległość do miejsca zwarcia wynosi I_{AF} =85 km. Parametry układu bez regulatora ustalono tak, że początkowe przepływy mocy w obu torach są następujące: tor I (chroniony): P_{01} =75 MW, Q_{01A} =8,7 Mvar; tor II: P_{01} =85 MW, Q_{01I} =8,7 Mvar.

4.1. Kryterium odległościowe

Do symulacji przyjęto wielosystemowy model przekaźnika odległościowego [6], w którym założono filtrację składowych podstawowych napięć i prądów szybką transformatą Fouriera (FFT). Przyjęto parametryzację zabezpieczenia na podstawie czworokątnej charakterystyki pomiarowej [4]. Charakterystyki do wykrywania zwarć międzyfazowych i doziemnych (dla pierwszej i drugiej strefy) w linii 110kV założonej w modelu przedstawiono na rys.5c. Na rysunkach 5a) i b) przedstawiono trajektorie impedancji mierzonej w układzie bez regulatora – od chwili powstania zwarcia (t_z) do stanu ustalonego, przy czym przyjęto krok czasowy między kolejnymi próbkami T_s=1 ms. Na rysunku 6 przedstawiono trajektorie dla analogicznego przypadku zwarcia w układzie z regulatorem pracującym w trybie STATCOM, a na rys. 7 w trybie UPFC. Szczególnie widoczny jest wpływ dodatkowej impedancji gałęzi szeregowej regulatora UPFC (istotny dla pomiaru w PZ₁), powodujący przesunięcie trajektorii impedancji w obszarze zwarć nawet poza charakterystykę pomiarową. Wpływ ten można ograniczyć przez dokonanie pomiaru za UPFC (p. $PZ_2 - rys. 2$), o ile jest to możliwe technicznie i uzasadnione ekonomicznie, lub poprzez adaptację charakterystyki pomiarowej zabezpieczenia na podstawie aktualnych parametrów układu. Poprawna realizacja mechanizmu adaptacyjnego możliwa jest pod warunkiem znajomości parametrów (w szczególności prądów i napięć) we wszystkich możliwych stanach pracy regulatora.

4.2. Kryterium porównawczo-prądowe

Kryterium porównawczo-prądowe [10] w zastosowaniu do linii wymaga łącza do transmisji danych (np. optycznego OFL - por. rys. 2), co wprawdzie powoduje zwiększenie kosztów układu, ale zapewnia wysoką niezawodność i selektywność zabezpieczenia, co jest szczególnie istotne dla ważnych połączeń systemowych. Przebiegi prądów różnicowych i stabilizujących zabezpieczenia wyznaczono z elementarnych zależności:

$$\dot{i}_{diff} = \dot{i}_A - \dot{i}_B, \qquad \dot{i}_{stab} = \dot{i}_A + \dot{i}_B.$$
⁽⁴⁾

Rysunek 8 przedstawia przebiegi prądów różnicowego i stabilizującego dla trybu UPFC – obserwuje się prąd wyrównawczy wprowadzany do linii przez źródło równoległe w stanie normalnym oraz nieznaczne przesunięcie obszaru odpowiadającego zwarciu na płaszczyźnie I_{diff} – I_{stab} w stronę obszaru blokowania zabezpieczenia podczas zwarcia.





Rys. 5. Trajektorie impedancji w układzie bez UPFC dla zwarcia L₁-L₂-E na końcu I strefy: a) pętla L₁-L₂, b) pętla L₁-E, c) charakterystyka pomiarowa zabezpieczenia

Fig. 5. Impedance trajectories in a system without UPFC for L₁-L₂-E at the I st zone end: a) L₁-L₂ measuring loop, b) L₁-E loop, c) protection measuring characteristics







Rys. 7. Trajektorie impedancji – tryb UPFC dla zwarcia L₁-L₂-E na końcu I strefy: a) pętla L₁-L₂, b) pętla L₁-E (*m*=33, *m*_{as}=0.17, *m*_{ar}=0.83; *P*₁₀=90 MW, *Q*₁₀= -2 Mvar) Fig. 7. Impedance trajectories – UPFC mode, L₁-L₂-E at the I st zone end: a) L₁-L₂ measuring loop, b) L₁-E loop



Rys. 8. Przebiegi prądu różnicowego a) i stabilizującego b) w fazie L₁ podczas zwarcia L₁-L2-E (tryb UPFC, m=33, mas=0,17, mar=0,83)

Fig. 8. Waveforms of differential current a) and restraining current b) in phase $L_1 - L_1$ -L2-E fault (UPFC mode, $m_f=33$, $m_{as}=0,17$, $m_{ar}=0,83$)

4.3. Kryterium porównawczo-fazowe

Kryterium porównawczo-fazowe prądowe stosowane jest w układach EAZ od dawna. Realizacja algorytmu decyzyjnego sprowadza się do sprawdzenia, czy wartość kąta fazowego

$$\Delta \varphi = \arg \underline{I}_{A} - \arg \underline{I}_{B} \tag{5}$$

odpowiada stanowi normalnej pracy linii, czy stanowi zwarcia w linii.

W pierwszym przypadku wartość kąta $\Delta \varphi$ nie przekracza tzw. kąta blokowania zabezpieczenia $\pm \Theta$, który musi być uwzględniony z uwagi na istnienie pojemności doziemnych i międzyfazowych przewodów linii. Porównanie odpowiedzi kryterium fazowego dla obu analizowanych wcześniej przypadków przedstawiono na rys. 9. Wystąpienie zwarcia w układzie może w pewnych sytuacjach nie doprowadzić do odpowiednio szybkiego pobudzenia zabezpieczenia, bowiem przebieg $\Delta \varphi(t)$ zbliża się do przyjmowanej zazwyczaj wartości granicznej kąta blokowania ($\Theta_{bl}=60^{\circ}$) – wówczas będzie konieczna odpowiednia korekta (adaptacja) charakterystyki w tym zakresie. Czas ustalania się odpowiedzi kryterium fazowego dla pomiaru w p. PZ₁ jest dłuższy niż dla pomiaru w p. PZ₂ i zależy od trybu pracy regulatora, a także od rodzaju zwarcia.

Z uwagi na istotę stosowania UPFC moc czynna w torze przesyłowym może się zmieniać w szerokim zakresie. Jej wartość w chwili wystąpienia zwarcia może mieć również wpływ na działanie zabezpieczeń [10]. Należy dodać, że w badaniach stwierdzono możliwość *zbędnego pobudzenia* kryterium fazowego w wyniku załączenia UPFC, a także podczas stanów nieustalonych wywołanych skokowymi zmianami w układzie sterowania załączaniem zaworów półprzewodnikowych. Odpowiednie opcje sterowania prewencyjnego (por. rys. 2 oraz [9]) w zakresie koordynacji funkcji EAZ i sterowania pracą regulatora zapewnią poprawne działanie automatyki poprzez adaptację charakterystyki pomiarowej.



Rys. 9. Porównanie przebiegów kąta Δφ w fazie L₁podczas zwarcia L₁-L₂-E dla trybu STATCOM (m_i=33, m_a=0,83) a) oraz dla trybu UPFC (m_i=33, m_{as}=0,17, m_{at}=0,83) b)
 Fig. 9. Angle Δφ variation (in phase L₁) during L₁-L₂-E for STATCOM mode a) and UPFC mode b)

W przedstawionym modelu pominięto filtrację harmonicznych generowanych w prądach i napięciach przez układy przekształtnikowe. Zawartość harmonicznych w stanie normalnym zależy m.in. od trybu pracy regulatora, przyjętych parametrów sterowania oraz pojemności kondensatora w gałęzi poprzecznej. Na rysunku 10 przedstawiono zawartość harmonicznych napięcia w miejscu instalacji regulatora. Całkowita zawartość harmonicznych (THD) wynosi odpowiednio 10,8% dla trybu STATCOM i 12,8% dla trybu UPFC. Filtracja wybranych harmonicznych (np.3.) możliwa jest za pomocą pasywnych filtrów pasmowych lub poprzez zastosowanie selektywnej eliminacji harmonicznych w sterowaniu załączaniem zaworów [3].





5. WNIOSKI I UWAGI KOŃCOWE

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z implementacją przekształtnikowego układu regulacji mocy typu UPFC z punktu widzenia poprawności działania podstawowych kryteriów zabezpieczeniowych stosowanych do ochrony linii przed skutkami zakłóceń zwarciowych. Pokazano zastosowanie UPFC pracującego w pełnym trybie - do regulacji przepływu mocy, oraz w trybie STATCOM – do kompensacji mocy biernej poprzez regulacje napięcia w węźle sieci. Widoczny jest istotny wpływ UPFC na przebiegi wielkości kryterialnych zabezpieczeń, szczególnie w odniesieniu do kryterium impedancyjnego. Wpływ UPFC jest mniejszy w odniesieniu do kryteriów porównawczo-pradowego oraz porównawczofazowego. Jednakże w obu przypadkach konieczna byłaby korekcja charakterystyki pomiarowej w stopniu zależnym od aktualnego (tj. w chwili wystąpienia zakłócenia) stanu pracy regulatora UPFC, jak również od rodzaju i miejsca wystąpienia zwarcia. Praca regulatora w trybie kompensatora synchronicznego istotnie wpływa na kryteria porównawczo-prądowe oraz porównawczo-fazowe. W odniesieniu do kryterium impedancyjnego może spowodować zależne od stopnia kompensacji – zmniejszenie impedancji mierzonej przez zabezpieczenie, co może mieć wpływ na jego selektywność. W zależności od uwarunkowań technicznych i ekonomicznych do zapewnienia podjęcia poprawnej decyzji przez układ EAZ należałoby rozważyć co najmniej dwa kierunki działań: z jednej strony sformułowanie adaptacyjnych kryteriów zabezpieczeniowych (np. wykorzystujących elementy sztucznej inteligencji [2]) obejmujących swą strefą działania wszystkie elementy toru przesyłowego, z drugiej zaś zastosowanie autonomicznych zabezpieczeń elementu FACTS (w szczególności układu przekształtnikowego) przy zapewnieniu koordynacji ich działania z zabezpieczeniami elementów sieciowych. W każdym przypadku konieczna będzie istotna ingerencja w strukturę i kryteria decyzyjne konwencjonalnego układu zabezpieczeniowego.

LITERATURA

- Machowski J.: Elastyczne systemy przesyłowe FACTS. Przegląd Elektrotechniczny R. LXXVIII 7/2002, s. 189 - 196.
- 2. Phadke A.G.et al.: Adaptive Protections and Control. CIGRE WG 34.02 Report No.49, 1995.
- Piróg S.: Energoelektronika. Negatywne oddziaływania układów energoelektronicznych na źródła energii i wybrane sposoby ich ograniczania. AGH, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków 1998.
- Siemens AG: Instrukcja obsługi cyfrowego zabezpieczenia linii typu 7SA511, publ. nr C53000– G1176–C98.
- 5. Song Y.H., Johns A.T.: Flexible ac transmission systems (FACTS). The Institution of Electrical Engineers, London, 1999.
- 6. Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. WNT, Warszawa 1999.
- Witek B.: Algorithms of Phase and Current Comparison Protection for Transmission Lines. ETEP Vol.8, No.1, January/February 1998, pp. 51-56.
- Witek B.: Możliwości realizacji adaptacyjnych funkcji sterowania i zabezpieczeń w elastycznych układach przesyłowych. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej s. Elektryka, z. 172, Gliwice 2000, s. 103-118.
- 9. Witek B.: Wybrane aspekty poprawnego działania zabezpieczeń linii w elastycznych układach przesyłowych. Automatyka elektroenergetyczna nr 4/2002, s. 4-9.

- 10. Witek B.: Działanie zabezpieczeń elektroenergetycznych podczas zwarć w linii z regulatorem UPFC. Automatyka elektroenergetyczna nr 4/2003, s. 1-7.
- 11. Woodford D.: Introduction to PSCAD V3. Manitoba HVDC Research Center Inc., Manitoba, Canada, 2001.

Wpłynęło do Redakcji dnia 7 kwietnia 2004 r. Recenzent: Prof. dr hab. inż. Eugeniusz Rosołowski