

Piotr MILLER*
Marek WANCERZ*

METODY MODELOWANIA UKŁADÓW HVDC W OBLICZENIACH ZWARCIOWYCH

Specyfika układów przesyłowych prądu stałego stwarza wiele problemów w przypadku chęci odwzorowania tych układów w programach zwarciovych. Programy zwarciovych wykorzystywane są głównie do wyznaczania wielkości zwarciovych w konwencji stanów quasi-ustalonych. Brakuje w nich możliwości odwzorowania stanów nieustalonych, bardziej adekwatnych do odwzorowania pracy układów HVDC. W artykule zaprezentowano uproszczone podejście do modelowania układów HVDC w obliczeniach zwarciovych oparte na idei regulowanych źródeł prądowych.

SŁOWA KLUCZOWE: obliczenia zwarciovych, HVDC, stany quasi-ustalone

1. WSTĘP

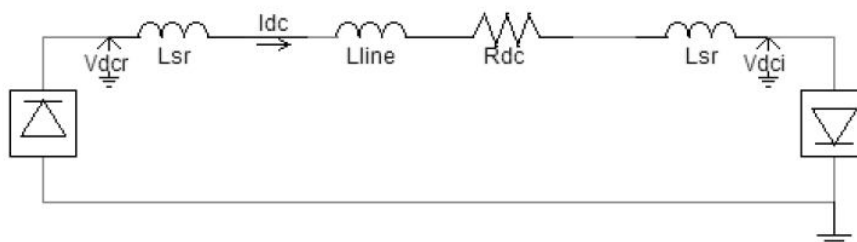
Dystrybucja energii prądu stałego opiera się na innych zasadach, niż w przypadku energii prądu przemiennego. Przede wszystkim nie przesyłana jest moc bierna (co ogranicza straty). Ponadto moc przesyłana nie zależy od amplitudy i argumentów napięć na końcach linii, lecz wymuszana jest przez sterownik łącza. Początkowo, do lat 90-tych, budowane były przekształtniki typu CSC (ang. *Current Source Converter*), oparte na zaworach tyrystorowych. Później zaczęto stosować przekształtniki typu VSC (ang. *Voltage Source Converter*), które mają szerokie spektrum możliwości, ograniczone jak dotychczas, przez wartość przesyłanej mocy do ok. 250 MW, choć spotykane są już najnowsze rozwiązania o zdolności przesyłowej do ok. 1200 MW. Systemy tego typu często zwane są również HVDC Light [8, 10].

Układy przesyłowe prądu stałego zwykle się określać mianem HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*). Obecnie na świecie pracuje wiele połączeń prądu stałego, projektuje się i wykonuje również nowe połączenia. Tabele zawierające spisy aktualnie pracujących połączeń zawierają m.in. źródła: [1, 4, 15]. Na ich podstawie można zidentyfikować 133 wstawki stałoprądowe zainstalowane na świecie. W Polsce wykorzystywane są dwa układy HVDC – połączenie podmorskie ze Szwecją oraz połączenie z systemem litewskim.

* Politechnika Lubelska.

2. MODELOWANIE UKŁADÓW PRZESYŁOWYCH HVDC

Wymagania dla modeli połączeń HVDC są różne, w zależności od tematyki, której dotyczą badania. W przypadku szczegółowego modelu uwzględniającego stany szybkozmienne, ze względu na mały krok całkowania symulacje mogą znacznie wydłużyć swój czas działania. Niewielkie kroki całkowania mogą powodować również problemy numeryczne. Daleko idąca szczegółowość nie jest już niezbędna, np. przy badaniach dotyczących stabilności SEE. Badania stabilności systemu skupione są zazwyczaj na analizie kołysań elektromechanicznych o częstotliwościach do kilku Hz. Poprzez działanie łączy prądu stałego w SEE mogą pojawić się oscylacje o znacznie wyższych częstotliwościach. Przyczyną ich występowania są bardzo szybkie zdolności regulacyjne oraz dynamika linii prądu stałego. Dlatego konstruując model HVDC należy przyjąć założenia odpowiednie do przeprowadzanych badań. Problem wyboru odpowiedniego modelu w zależności od prowadzonych analiz został przedstawiony m.in. w [11]. Jednym z bardziej uproszczonych sposobów modelowania linii prądu stałego jest schemat przedstawiony na rys. 1.



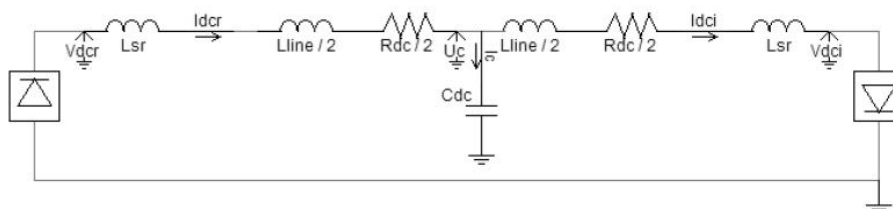
Rys. 1. Schemat zastępczy linii napowietrznej prądu stałego, wg [1]

W modelach tego typu pomijane są pojemności linii, a sama linia modelowana jest przez odpowiednie indukcyjności oraz rezystancję. Powyższy schemat zastępczy może być opisany jednym równaniem różniczkowym:

$$\frac{dI_{dc}}{dt} = \frac{V_{dcr} - V_{dci} - R_{dc} \cdot I_{dc}}{2(L_{sr} + L_{line} + L_{xfmr})} \quad (1)$$

W modelu tym uwzględnione są zarówno reaktancje dławików wygładzających, transformatorów, jak i samej linii łączącej stacje przekształtnikowe.

Modele linii kablowych są nieco bardziej skomplikowane, ponieważ należy dodatkowo uwzględnić pojemność linii. Schemat zastępczy linii kablowej w postaci czwórnika typu T przedstawiony został na rys. 2. W połowie długości linii umieszczona jest zagregowana pojemność, a indukcyjność linii oraz jej rezystancja zostają podzielone na dwie równe części.



Rys. 2. Schemat zastępczy linii kablowej prądu stałego, wg [1]

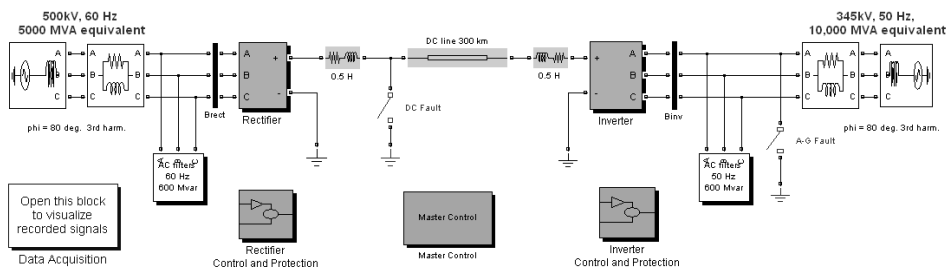
Model może zostać opisany następującymi równaniami:

$$\frac{dI_{dcr}}{dt} = \frac{V_{dcr} - V_{cap} - \frac{R_{dc}}{2} \cdot I_{dcr}}{(L_{sr} + L_{line} + L_{xfmr})} \quad (2)$$

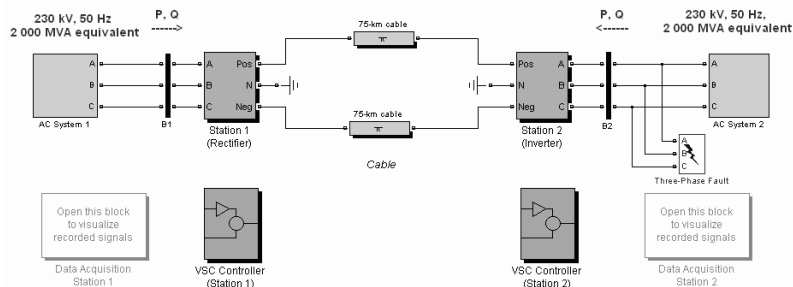
$$\frac{dI_{dci}}{dt} = \frac{-V_{dci} + V_{cap} - \frac{R_{dc}}{2} \cdot I_{dci}}{(L_{sr} + L_{line} + L_{xfmr})} \quad (3)$$

$$I_{cap} = I_{dcr} - I_{dci} \quad (4)$$

Analogiczne modele linii prądu stałego zostały przedstawiony m.in. w [3, 7, 9] – rys. 3 oraz rys. 4.



Rys. 3. Model łącza prądu stałego, typu CSC w programie Matlab, wg [16]



Rys. 4. Model łącza prądu stałego, typu VSC w programie Matlab, wg [16]

W przypadku nowoczesnego oprogramowania symulacyjnego, modle linii oraz układów sterowania HVDC są zazwyczaj zaimplementowane w bibliotekach i nie ma konieczności modelowania łącza od podstaw. Przy czym można modelować zarówno układy CSC jak i VSC. Poniżej przedstawiono modele pochodzące z programu Matlab/Simulink [16]. Biblioteki związane z HVDC znajdują się również w programach PSCAD, PSLF oraz Power Factory.

3. REGULACJA UKŁADÓW HVDC W STANACH ZAKŁÓCENIOWYCH

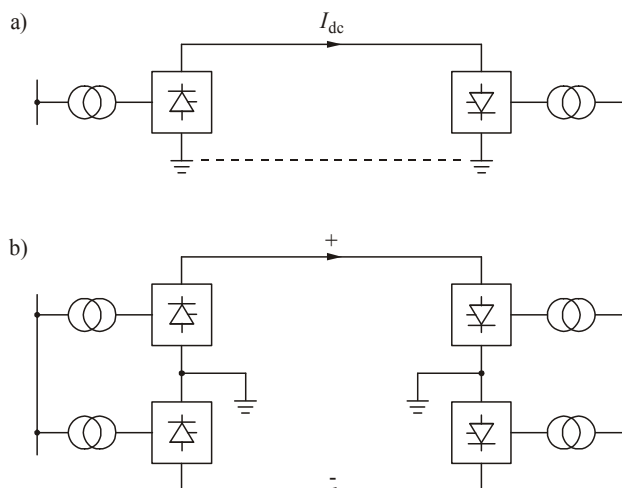
Schematy ideowe połączeń prądu stałego pokazano na rys. 5. Najprostszy jest układ jednobiegunowy (rys. 5a), w którym przewód nośny (napowietrzny lub kablowy) ma polaryzację ujemną wysokiego napięcia względem ziemi. W terenach, na których nie występują metalowe rurociągi i zbrojenia fundamentów, przewodem powrotnym dla prądu stałego może być ziemia lub woda. Gdy rurociągi takie i zbrojenia występują, ze względu na ich możliwą korozję powodowaną przepływem prądów błędzących, stosuje się dodatkowy przewód powrotny niskiego napięcia względem ziemi (linia przerywana).

W układzie dwubiegunowym (bipolarnym) stosuje się (rys. 5b) dwa przewody nośne z polaryzacją ujemną i dodatnią wysokiego napięcia. Połączenie między przekształtnikami jest uziemione. W normalnym stanie pracy tego układu prądy w przewodach nośnych są jednakowe (lecz przeciwnego znaku), a w ziemi nie płynie żaden prąd. W przypadku uszkodzenia (przerwania lub zwarcia) jednego z przewodów układ może pracować jako jednobiegunowy. Wtedy w ziemi pojawia się prąd powrotny. Dla wyeliminowania tego prądu można zastosować dodatkowy (trzeci) przewód tak samo jak w układzie jednobiegunowym. Większość układów przesyłowych prądu stałego pracuje w wersji dwubiegunowej (bipolarnej). Sprzęgła łączące systemy o różnej częstotliwości wykonywane są zarówno jako jednobiegunowe oraz dwubiegunowe.

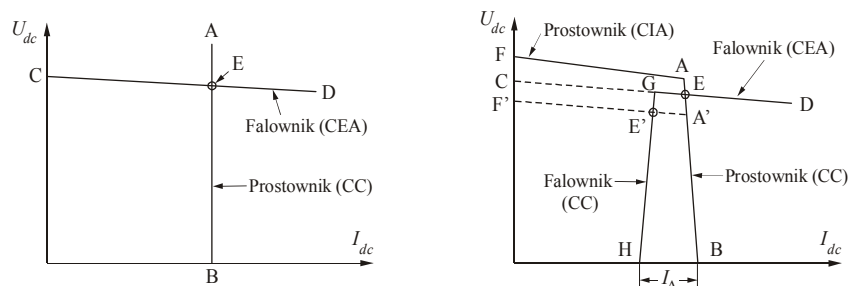
W opisywanych układach przy przepływie prądu stałego jak na rys. 5 lewa stacja pracuje jako prostownik, a prawa jako falownik. Prostownik i falownik wyposażone są w regulatory działające z pętlą sprzężenia zwrotnego. Możliwe są różne sposoby regulacji. Z punktu widzenia handlu energią najprostsze jest założenie, że regulacja połączenia prądem stałym odbywa się według zadanej wartości mocy czynnej wymienianej między łączonymi systemami prądu przemiennego.

Taka regulacja nie jest jednak korzystna z punktu widzenia tłumienia kołysań mocy jakie mogą powstawać w systemach prądu przemiennego po wystąpieniu w nich zakłóceń. Ponadto z punktu widzenia przekształtników regulowanie według stałej mocy jest niebezpieczne, gdyż w trakcie zwarc (małe napięcia) taki regulator dążyłby do zwiększania prądu zamiast jego ograniczania.

Z tych powodów jako wartość regulowaną dla regulatorów połączenia prądem stałym zwykle przyjmuje się wartość prądu stałego płynącego w połączeniu. Odpowiednie charakterystyki pokazano na rys. 6.



Rys. 5. Schematy ideowe połączeń prądem stałym: (a) jednobiegunowy, (b) dwubiegunowy



Rys. 6. Charakterystyki statyczne prostownika i falownika: (a) idealne, (b) uwzględniające ograniczenia

W normalnym stanie pracy układu (bez zakłóceń) prostownik (za pomocą regulacji kąta zapłonu tyrystorów) utrzymuje stałą wartości prądu, co na rys. 6a odpowiada charakterystyce CC (oznaczenie CC pochodzi od angielskich słów „constant current”). Falownik (za pomocą regulacji kąta gaszenia) reguluje napięcie po stronie DC, co na rys. 6a odpowiada charakterystyce CEA (oznaczenie CEA pochodzi od angielskich słów „constant extinction angle”). W rezultacie połączenie prądu stałego pracuje w punkcie E przy napięciu i prądzie odpowiadającym przecięciu się obu charakterystyk. Jest to sytuacja idealna nie uwzględniająca ograniczeń kąta zapłonu i kąta gaszenia. Przy uwzględnieniu

tych ograniczeń charakterystyki są jak na rys. 6b. Charakterystyka CC prostownika urywa się w punkcie A, w którym kąt zapłonu osiąga najmniejszą wartość. Dalej w zakresie odcinka AF prostownik może pracować przy stałym kącie zapłonu, co odpowiada charakterystyce CIA (oznaczenie CIA pochodzi od angielskich słów „constant ignition angle”). Charakterystyka falownika przecina charakterystykę prostownika w punkcie E, który (podobnie jak na rys. 6a jest punktem pracy układu). Omówiona charakterystyka prostownika BA oraz AF jest słuszna tylko przy znamionowym napięciu zasilania prostownika od strony napięcia przemiennego. Gdy napięcie to obniży się w znaczący sposób charakterystyka stałego prądu CC kończy się wcześniej, gdyż przy mniejszym napięciu zasilania i minimalnym kącie zapłonu prostownik daje mniejsze napięcie na wyjściu. W tych warunkach charakterystyka CIA prostownika odpowiada odcinkowi A’F’, czyli prostownik ma charakterystykę BA’ oraz A’F’. Charakterystyka ta nie przecina się z charakterystyką CEA falownika, czyli układ nie ma punktu pracy. Oznacza to, że po znacznym obniżeniu się napięcia zasilania prostownika w krótkim czasie moc i prąd w połączeniu prądu stałego osiągnęłyby wartość zerową. Aby do tego nie dopuścić falownik wyposaża się także w regulator prądu lecz nastawiony niżej od regulatora prostownika o wartość I_{Δ} . Na rys. 6b odpowiada to charakterystyce CC falownika określonej odcinkiem HG. Przy tak działających regulatorach po znaczącym obniżeniu się napięcia zasilania prostownika nowym punktem pracy układu jest punkt E’, w którym prostownik z trybu stałego prądu CC przechodzi do trybu stałego kąta zapłonu CIA, zaś falownik z trybu CEA stałego kąta gaszenia przechodzi do trybu CC stałego prądu. Oznacza to, że w tym przypadku zadanie regulacji prądu przejmuje falownik. Różnicę między wartością prądów zadanych w obu regulatorach zwykle ustala się na (10–15)% prądu znamionowego.

Moc bierna pobierana przez przekształtniki z sieci prądu przemiennego silnie zależy od napięcia w sieci prądu przemiennego oraz zadanej wartości prądu stałego. Przy obniżonym napięciu w systemie prądu przemiennego pobór mocy biernej przez połączenie prądu stałego zwiększa się z dwóch powodów. Po pierwsze dla podtrzymania zadanej wartości prądu stałego przekształtniki pobierają większą moc bierną. Po drugie baterie kondensatorów użytych do kompensacji mocy biernej przekształtników przy obniżonym napięciu dostarczają mniejszą moc bierną (z kwadratem napięcia). Z tych powodów utrzymywanie dużej zadanej wartości prądu stałego przy obniżonym napięciu w systemie prądu przemiennego jest niekorzystne dla systemu prądu przemiennego. Zwiększony pobór mocy biernej może dodatkowo pogorszyć sytuację napięciową w systemie prądu przemiennego i w skrajnym przypadku może doprowadzić do zjawiska lawiny napięcia wynikającego z pogłębiania się deficytu mocy biernej. Z tego względu w obu regulatorach do wartości zadanej prądu wprowadza się napięciowo-zależne ograniczniki VDCOL (skrót od angielskich słów „voltage-

dependent current-order limit”). Ogranicznik taki uzależnia maksymalną wartość zadaną prądu stałego od napięcia w systemie prądu przemiennego. Typowo ogranicznik zaczyna ograniczać wartość zadaną prądu, gdy napięcie prądu przemiennego maleje więcej niż o 30%.

Przy bardzo dużym zmniejszeniu się napięcia po stronie prądu przemiennego w przekształtnikach występują trudności z prawidłową komutacją prądu. Dla zabezpieczenia przed taką sytuacją wprowadza się dodatkowo blokadę impulsów sterujących działającą przy silnym obniżeniu napięcia. Omówione regulatory i ich ograniczniki odgrywają bardzo dużą rolę w przebiegu stanów nieustalonych towarzyszących zwarciom. Przebiegi zwarciove bardzo silnie zależą też od mocy zwarciovej w systemie prądu przemiennego. Bardzo istotny jest stosunek mocy zwarciovej po stronie prostownika i falownika do mocy znamionowej połączenia prądu stałego. Stosunek ten (w języku angielskim nazywany „*effective short-circuit ratio*”) oznacza się symbolem *ESCR*. Ze względu na poprawną pracę przekształtników wymagane jest by $ESCR \geq 3$. Wartości mniejszych zwykle nie dopuszcza się, gdyż występują wtedy trudności w pracy połączenia prądu stałego oraz w opanowaniu przez automatykę stanów przejściowych pojawiających się po wystąpieniu zwarc. Zwarcia mogą wystąpić zarówno po stronie prądu stałego i przemiennego jak również w przekształtnikach.

3.1. Zwarcie po stronie prądu stałego

Po stronie prądu stałego mogą wystąpić zwarcia przewodu (bieguna) do ziemi. Zwarcia dwóch biegunów w układzie bipolarnym praktycznie nie występują. W przypadku zwarcia przewodu nośnego (bieguna) do ziemi w początkowej chwili zwarcia prąd prostownika chwilowo zwiększa się, gdyż prostownik (ustawiony jak dla stanu normalnego) zasilą obwód zwarciovej o małej impedancji. W momencie zwarcia falownik traci zasilanie od strony prostownika i prąd falownika nagle maleje. Te chwilowe i silne zmiany prądów powodują bardzo intensywne działanie regulatorów obu przekształtników. Regulator prostownika działającego w trybie regulacji prądu szybko sprowadza prąd do wartości zadanej prostownika. W rezultacie napięcie na prostowniku (równe napięciu na pętli zwarciovej) maleje do wartości dużo mniejszej od napięcia w stanie normalnym. W wyniku nagłego zmniejszenia się prądu falownik przechodzi z trybu stałej wartości kąta gaszenia CEA do trybu stałej wartości prądu CC i następuje regulacja falownika do wartości zadanej falownika. Początkowo powoduje to malenie napięcia na falowniku do zera a następnie (w miarę ustalania się zadanej wartości prądu) zmianę polaryzacji napięcia falownika na przeciwną i ustalenie wartości równej iloczynowi zadanej wartości prądu i rezystancji pętli zwarciovej od strony falownika. Jest to ustalony stan zwarcia. W przypadku kabli zwarcia mają zwykle charakter trwałe i wyżej opisany stan

zwarcia utrzymuje się aż do wyłączenia układu przesyłowego w wyniku działania zabezpieczeń. W przypadku linii napowietrznych zwarcie może mieć charakter przejściowy (wyładowanie atmosferyczne) i warto wykonać próbę powrotu układu przesyłowego do stanu normalnego. W sieciach prądu przemiennego działanie takie wykonywane jest przez automatykę SPZ. W przypadku linii napowietrznych prądu stałego działanie takie (łącznie ze zredukowaniem prądu do zera) powierza się automatyce regulacyjnej obu przekształtników (prostownika i falownika). Tuż po wystąpieniu zwarcia regulatory najpierw doprowadzają prąd do wartości zadanych (odpowiednio prostownika i falownika) tak jak jest to wyżej opisane. Dodatkowa automatyka najpierw rozpoznaje zwarcie w linii (poprzez zidentyfikowanie nagłego zmniejszenia się napięcia na prostowniku przy równoczesnym nagłym zmniejszeniu się prądu falownika) a następnie wymusza w falowniku przepływ prądu o wartości zadanej lecz kierunku przeciwnym do prądu prostownika. W rezultacie w połączeniu prądu stałego prąd prostownika jest kompensowany przez prąd falownika i następuje szybkie gaszenie prądu zwarcia. W ciągu około 10ms prąd zwarcia zanika do małej wartości odpowiadającej różnicy wartości zadanych prostownika i falownika. Następnie po odczekaniu okresu na ewentualną dejonizację przestrzeni zwarciowej omawiana automatyka sprowadza przekształtniki do stanu normalnego. Cały proces likwidacji zwarcia i powrotu do stanu normalnego trwa przeciętnie 200–300ms. Są więc to czasy zbliżone do czasów szybkiego SPZ w sieciach prądu przemiennego. Oczywiście jeśli zwarcie jest trwale po próbie przywrócenia stanu normalnego cały układ musi być wyłączony (podobnie jak w przypadku kabli).

Warto zwrócić uwagę, że w sieci prądu przemiennego warunki do dejonizacji przestrzeni zwarciowej uzyskuje się za pomocą wyłączenia linii (wyłącznik), zaś w linii prądu stałego za pomocą szybkiego gaszenia prądu (regulacja przekształtników) bez wyłączenia linii.

3.2. Zwarcie w systemie prądu przemiennego po stronie prostownika

Przy zwarciach odległych od prostownika (a szczególnie odległych jednofazowych) napięcie przemiennie na prostowniku nie obniża się w sposób znaczący i w połączeniu prądu stałego zwykle nie występują istotne przebiegi nieustalone. Regulatory przekształtników bez zmiany ich trybu pracy bardzo szybko sprowadzają cały układ do stanu normalnego.

Gdy obniżenie napięcia prądu przemiennego na prostowniku jest większe zmienia on tryb pracy ze stałego prądu CC na stały kąt zapłonu CIA a falownik przejmuje rolę regulacji prądu przechodząc z trybu stałego kąta gaszenia CEA do trybu stałego prądu CC. Jeśli obniżenie napięcia jest dostatecznie duże wartości zadane prądu ulegają zmniejszeniu dzięki działaniu napięciowo-zależnego ogranicznika wartości zadanej VDCOL. Gdy w stanie ustalonym po likwidacji

zwarcia w systemie prądu przemiennego napięcie po stronie AC utrzymuje się na niskim poziomie uruchamiana jest automatyczna regulacja przekładni transformatorów współpracujących z przekształtnikami.

Gdy zwarcie jest bliskie prostownika (a szczególnie trójfazowe) napięcie przemiennie na prostowniku obniża się w sposób znaczący i dochodzi do automatycznego zablokowania sygnałów impulsów sterujących w celu uniknięcia problemów z prawidłową komutacją prądu w przekształtnikach. Prąd stały w połączeniu maleje do zera jak w stanie wyłączenia połączenia.

3.3. Zwarcie w systemie prądu przemiennego po stronie falownika

Gdy zwarcie 3-fazowe w sieci prądu przemiennego jest odległe to zmniejszenie się napięcia przemiennego na falowniku jest małe. Następuje wtedy chwilowe zwiększenie prądu stałego, po czym falownik oraz prostownik bez zmiany trybu ich pracy sprowadzają prąd do wartości zadanej. Jeśli jednak zwarcie 3-fazowe jest bliskie to zmniejszenie się napięcia przemiennego na falowniku może być na tyle duże, że wystąpią problemy z prawidłową komutacją i nastąpi zablokowanie sygnałów sterujących tyrystory. Zarówno prąd stały jak i moc czynna zmaleją wtedy do zera. Po stronie prostownika kondensatory służące do kompensacji mocy biernej oddadzą swoją moc i dojdzie do chwilowego zwiększenia się napięcia przemiennego. Zwarcia niesymetryczne (zarówno bliskie jak i nawet dość odległe) w sieci prądu przemiennego po stronie falownika mogą powodować trudności z prawidłową komutacją i konieczność zablokowania tyrystorów. Zwarcia niesymetryczne po stronie falownika są więc ogólnie trudniejsze dla układu prądu stałego od zwarć po stronie prostownika.

Po zlikwidowaniu zwarcia w sieci prądu przemiennego regulatory mogą bardzo szybko przywrócić wartość prądu stałego oraz mocy czynnej wymieniającej między systemami. Ze względu jednak na stabilność systemów prądu przemiennego proces odtwarzania spowalnia się za pomocą specjalnych procedur i wykonuje w okresie 100–500ms.

4. MODELOWANIE UKŁADÓW HVDC W PROGRAMACH ZWARCIOWYCH

Programy zwarciovowe służą do wyznaczania wielkości zwarciovych w koncepcji stanów quasi-ustalonych. Z punktu widzenia elektrotechniki działanie programu zwarciovego polega na budowie liniowych sieci RLC i ich szybkim rozwiązywaniu, pomimo bardzo dużych rozmiarów. Brak jednak w koncepcji programów tego typu możliwości modelowania stanów nieustalonych, układów sterowania itp. Do rozwiązywania zadań z udziałem tych problemów służą programy zaliczane do kategorii EMTP oraz niektóre moduły oprogramowania

Matlab. Jak wynika z powyższych rozważań analiza zwarciowa z udziałem układów HVDC powinna bazować na takich właśnie programach. Inżynierska aplikacyjność programów zwarciowych polega jednak na tym, że pozwalają one, w sposób uproszczony, na odwzorowywanie zachowań elementów SEE, w stanach zwarć, nawet gdy są to elementy różne od klasycznych. Takie podejście (regulowanych źródeł prądowych) zastosowano w przypadku modelowania farm wiatrowych [13]. W przypadku układów HVDC możliwe jest zastosowanie podobnego podejścia, ale zdefiniowanie i zalgorytmizowanie odpowiedzi takiego układu w stanach zwarciowych jest bardziej złożone niż w przypadku farm. Pozostając przy idei regulowanych źródeł prądowych zastosowano podejście empiryczne, przy czym odniesienie do doświadczenia to wnioski z badań zachowań układów HVDC modelowanych w programie Matlab w sposób opisany powyżej. Tym samym w warunkach zwarciowych do systemu wstrzykiwany jest prąd, którego wielkość wynika z zastosowanej technologii HVDC (LCC, VSC), mocy układu oraz właściwości miejsca przyłączenia. Opisuje to poniższa zależność:

$$I_{\text{kSVC}} = k_{\text{SC}} \frac{S_{\text{nSVC}}}{\sqrt{3}U} \quad (5)$$

gdzie: S_{nSVC} – moc pozorna stacji przekształtnikowej, U – napięcie międzyfazowe w węźle przyłączenia stacji przekształtnikowej, k_{SC} – współczynnik krotności prądu wstrzykiwanego w odniesieniu do prądu znamionowego.

Współczynnik k_{SC} może być interpretowany jako miara impedancji układu HVDC w trakcie trwania zwarcia (rozpatrywanego jako stan quasi-ustalony). W [14] podano, że współczynnik ten wynosi $k_{\text{SC}}=1,5$ co odpowiada impedancji układu przekształtnikowego w stanie zwarcia na poziomie $Z_{\text{SVC}} = 0,66$ pu.

Algorytm uwzględniający wpływ układów HVDC na wartości wielkości zwarciowych implementowany w programach zwarciowych powinien identyfikować lokalizację miejsca zwarcia (w układzie DC, w układzie AC po stronie prostownika, w układzie AC po stronie falownika), także odległość miejsca zwarcia (zwarcie odległe czy bliskie) oraz rodzaj zwarcia, i na tej podstawie określić udział układów przekształtnikowych w prądach zwarciowych.

5. PODSUMOWANIE

Modelowanie układów HVDC w analizie zwarciowej nie jest zadaniem prostym. Trudność wynika głównie z dwóch powodów:

- podczas zwarcia zachowanie układu zależy od wielu czynników, min. charakterystyki dynamicznej układów regulacji, konwerterów oraz innych elementów wchodzących w skład układu HVDC,
- stałe czasowe HVDC w pętach układów regulacji są znacznie krótsze niż stałe czasowe podprzejściowe maszyn synchronicznych.

W związku z tym, termin "początkowy prąd zwarcia" dla układów prądu stałego powinien zostać zdefiniowany inaczej. Układy HVDC dla potrzeb analiz zwarciovych można modelować jako: źródła napięciowe, źródła prądowe, model liniowy lub model nieliniowy. W artykule zaproponowano model układów HVDC w postaci sterowalnych źródeł prądowych.

LITERATURA

- [1] Vijay K. Sood: *HVDC and facts controllers*, Kluwer Academic Publishers Boston 2004.
- [2] Arrillaga J., Liu, Y.H. and Watson, N.R.: *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*, 2007 John Wiley & Sons, Ltd.
- [3] Kujaszczyk S., Brociek S., Flisowski Z., Gryko J., Nazarko J., Zdun: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, WNT, Warszawa 1997.
- [4] Melvold D.: *HVDC Projects Listing*, Prepared by IEEE DC and Flexible AC Transmission Subcommittee. November 03, 2006.
- [5] Rudervall R., Charpentier J.P., Sharma R.: *High Voltage Direct Current (HVDC)*, Transmission Systems Technology Review Paper. Presented at Energy Week 2000, Washington, D.C, USA, March 7-8, 2000.
- [6] Povh D., Thepparat P., Westermann D.: *Analysis of Innovative HVDC Control*, Power Tech Conference 2009 Bucharest. DOI: 10.1109/PTC.2009.5281801.
- [7] Yang X., Chen Y., Shu H.: *Stability Analysis of AC/DC Power Transmission System based on Bifurcation Theories*. DOI:10.1109/SUPERGEN 2009.5348341
- [8] Lescale V.: *Modern HVDC: State of the art and development trends*, ABB. September 1998.
- [9] Kim D., Nam H., Moon Y.: *A practical Approach to HVDC System Control for Dam-ping Subsynchronous Oscillation Using the Novel Eigenvalue Analysis Program*. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No 4, November 2007, str. 1926-1934.
- [10] Scholtz E.: *Towards Realization of a Highly Controllable Transmission System – HVDC Light*. *ABB Corporate Research*, 10/2008.
- [11] Arabi S., Kundur P., Sawada J.H.: *Appropriate HVDC transmission simulation models for various power system stability studies*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, str.. 446-450.
- [12] Brandt R.M., Annakkage U.D., Brandt D.P., Kshatriya N.: *Validation of a Two-Time Step HVDC Transient Stability Simulation Model including Detailed HVDC Controls and DC Line L/R Dynamics*". Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.
- [13] Kacejko P., Miller P.: *Analiza zwarciova sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem farm wiatrowych traktowanych jako sterowane źródła prądowe*. *Acta Energetica* 2012, numer 9/ rok 3, str. 46 – 56.
- [14] Yan Liu, Zhe Chen: *Short Circuit Ratio Analysis of Multi-infeed HVDC System with a VSC-HVDC Link*, IECON 2011 – 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 7–10 Nov. 2011.

- [15] <http://nomoretowers.org/Documents/HVDCProjectsListingExisting.htm>
- [16] <http://www.mathworks.com/help/toolbox/physmod/powersys/ug/exampleindex.html>

THE METHOD OF HVDC SYSTEMS MODELING IN THE SHORT-CIRCUIT CALCULATIONS

The specificity of the DC transmission systems creates a lot of problems if you wish to model these systems in short-circuit programs. Short-circuit programs are mainly used to determine the size of short-circuit in the convention states of quasi-state. They lack the ability of mapping transients state. The article presents a simplified approach to modeling HVDC systems in the short-circuit calculations based on the idea of regulated current sources.

(Received: 06. 03. 2017, revised: 8. 03. 2017)