

ZWARCIA W OBWODZIE DC UKŁADÓW HVDC

Krzysztof MADAJEWSKI¹, Michał KOSMECKI²

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 8200, e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 8185, e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl

Streszczenie: W referacie podjęto problem zwarć w obwodach DC układów przesyłowych prądu stałego na wysokim napięciu (HVDC). Przedstawiono aktualny stan rozwoju technologii HVDC, w tym osiągalne parametry elementów półprzewodnikowych istotne z punktu widzenia wytrzymałości zwarciowej. Opisano różnice w topologiach przekształtników układów tranzystorowych (VSC HVDC) wpływające na możliwości wyłączania prądów zwarciowych oraz przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dla wybranych z nich. Poddano analizie i porównano odpowiedzi układu z linią kablową i napowietrzną na zwarcia doziemne w obwodach DC.

Słowa kluczowe: układy HVDC, zwarcia po stronie DC, wyłącznik DC, badania symulacyjne.

1. WPROWADZENIE

Obecnie w przesyłach prądem stałym znajdują zastosowanie dwie odmienne technologie. Są to tradycyjna znana od kilkudziesięciu lat technologia LCC HVDC (LCC – Line Commutated Converters) wykorzystująca tyrystory w przekształtniku oraz relatywnie nowa rozwijana od dwudziestu lat technologia VSC HVDC (VSC – Voltage Source Converters), w której powszechnie stosuje się tranzystory IGBT. Parametry znamionowe dotychczas wdrożonych układów LCC HVDC sięgają wartości: napięcie 800 kV DC, moc 6 GW, odległość 2000 km. Trwają prace nad rozwiązaniem na 1100 kV DC o zdolności przesyłowej 10 GW na odległość ponad 3000 km. Parametry tyrystorów stosowanych w układach LCC HVDC dochodzą do 6 kA znamionowego prądu przy znamionowym napięciu 8,5 kV. W układach VSC HVDC, w których powszechnie stosuje się połączenia kablowe najczęściej stosuje się kable XLPE na napięcie 320 kV. W realizacji są układy o napięciu znamionowym 525 kV, a opracowano już kable DC w technologii XLPE na napięcie 640 kV. Pozwoli to na realizację układów o mocach znamionowych ponad 3 GW. Znajdą tam zastosowanie najnowsze rozwiązania tranzystorów dużej mocy BIGT 1 (Bimode Insulated Gate Transistor) oznaczające zintegrowany element zawierający tranzystor i diodę zwrotną (Reverse Conducting RC-IGBT). Dotychczas uzyskane parametry znamionowe tego elementu to 3 kA przy 4,5 kV.

Opis budowy, zasady działania oraz wady i zalety układów LCC HVDC oraz VSC HVDC są szeroko dostępne w literaturze. W referacie skupiono się na rozwiązaniu VSC HVDC oraz wskazaniu różnic w odpowiedzi układu VSC

i LCC na zwarcia w obwodzie prądu stałego. Analizę zwarć w układzie LCC HVDC zawiera wcześniejszy referat [3]. Rozważania ograniczono do topologii Point-to-Point w układzie monopolarnym. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, iż problemy związane ze zvarciami w obwodach DC i ich efektywne rozwiązywanie będą miały kluczowe znaczenie dla niezawodności pracy przyszłych sieci DC [4].

2. PRACA TYRYSTORA I TRANZYSTORA IGBT W WARUNKACH PRZEPLYWU PRĄDU ZWARCIOWEGO

Tranzystory w porównaniu z tyrystorami charakteryzują się większą szybkością przełączania oraz niższymi stratami łączeniowymi. Z drugiej strony tranzystory mają wyższe napięcia w stanie załączenia, a co za tym idzie wyższe straty przewodzenia. Tyrystory lepiej nadają się do stosowania przy bardzo dużych mocach i pracy z krótkotrwałymi przeciążeniami. Tyrystor można przeciążyć dwukrotnie przez kilka sekund, dziesięciokrotnie przez kilka okresów oraz pięćdziesięciokrotnie przez jeden okres 5. Cechy te są bardzo istotne z punktu widzenia wytrzymałości układów LCC HVDC na prądy zwarciowe w obwodach DC. W efekcie układy LCC HVDC znajdują zastosowanie zarówno w instalacjach z kablową, jak i napowietrzną linią przesyłową, gdzie liczba zwarć w obwodach DC powodowanych głównie wyładowaniami atmosferycznymi może być znacząca.

Tranzystory IGBT dużej mocy generalnie nie wytrzymują nawet milisekundowych przeciążeń. Mogą one zostać wprowadzone w tryb ograniczenia prądowego przez zmianę napięcia bazy, ale w praktyce jedynie na bardzo krótki okres, z powodu wysokich strat mocy w tym trybie 6, a po tym okresie tranzystor musi zostać wyłączony. Takie cechy tranzystorów IGBT wymagają zastosowania w układach VSC HVDC szczególnych rozwiązań zapobiegających uszkodzeniom przekształtników podczas zwarć w obwodach DC.

Brak możliwości przeciążania tranzystorów IGBT w praktyce ogranicza możliwość wykorzystania układów VSC HVDC do instalacji z kablową linią przesyłową lub w rozwiązaniach Back-to-Back. W tych rozwiązaniach wystąpienie zwarcia w obwodzie DC powoduje szybką blokadę tranzystorów IGBT i wyłączenie wyłącznika po stronie AC z czasem ok. 40 ms co prowadzi do odstawienia

układu VSC HVDC z ruchu. Ponieważ zwarcia w liniach kablowych DC należą do rzadkości i zazwyczaj są trwałe to takie rozwiązania jest akceptowalne. Rozwiązanie z napowietrzną linią przesyłową DC z uwagi na zagrożenia częstymi wyładowaniami atmosferycznymi jest z pewnymi wyjątkami 7 niestosowane. Możliwe są dwa sposoby rozwiązania tego problemu: zastosowanie wyłączników prądu stałego w połączeniu z przekształtnikiem typu HB (Half Bridge) lub zastosowanie przekształtnika typu FB (Full Bridge) w połączeniu z szybkimi odłącznikami DC 8.

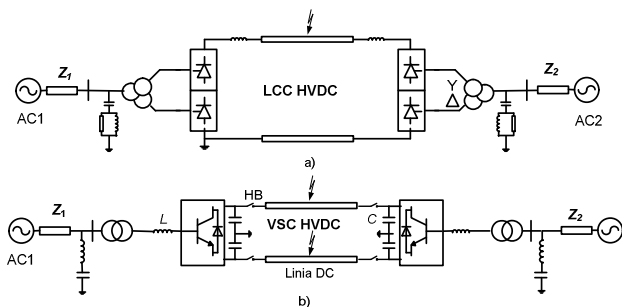
3. TOPOLOGIE PRZEKSZTAŁTNIKÓW UKŁADÓW VSC HVDC

Przekształtniki w układach VSC HVDC w praktyce wykonywane są w topologii dwu lub trójpoziomowej oraz wielomodułowej nazywanej w skrócie MMC (Modular Multilevel Converters). Do niedawna najczęściej stosowano układy dwupoziomowe, a obecnie coraz częściej są instalowane rozwiązania MMC w różnych odmianach zależnych od producenta.

Rozwiązania różnią się pod względem właściwości przy przepływie prądu zwarcioowego w obwodach DC. Z uwagi na opisane wyżej ograniczenia w przeciążeniach tranzystorów IGBT w układach dwu i trójpoziomowych oraz w układzie MMC konieczne jest bardzo szybkie blokowanie tranzystorów, a następnie wyłączenie układu wyłącznikiem po stronie DC lub AC. Natomiast w rozwiązaniu MMC z przekształtnikiem w układzie FB dochodzi do samoistnego ograniczenia prądu zwarcioowego powodowanego blokującym wzrostem napięcia na kondensatorze od przepływającego przez diody i kondensator prądu zwarcioowego. W przypadku rozwiązania HB w obwodzie wejściowym stosuje się dodatkowy tyrystor przejmujący dużą część prądu zwarcia w obwodach DC łączy VSC HVDC oraz mikrołącznik mechaniczny.

4. TOPOLOGIA I MODELE NALIZOWANYCH UKŁADÓW HVDC

Badania i analizy dla celów niniejszej pracy wykonano dla dwóch rozwiązań układów HVDC pokazanych na rysunku 1 obejmujących układ LCC HVDC oraz układ VSC HVDC w wersji dwupoziomowej.



Rys. 1. Schematy podstawowe analizowanych układów HVDC

Modelowanie obu układów i badania przeprowadzono w programie PSCAD/EMTDC. Podstawowe parametry:

1. LCC HVDC – moc znamionowa 600 MW, napięcie znamionowe DC 450 kV, kabel DC długości 250 km z kablem powrotnym uziemionym jednostronnie, układ przyłączony po obu stronach do sieci 400 kV o mocy zwarciowej 6 GVA. Model ten opisano szczegółowo we wcześniejszych pracach 9.

2. VSC HVDC – moc znamionowa 600 MW, napięcie znamionowe DC 320 kV, symetryczny układ monopolarny w dwóch wersjach:

- z kablem o długości 250 km.
- z napowietrzną linią przesyłową o długości 250 km.

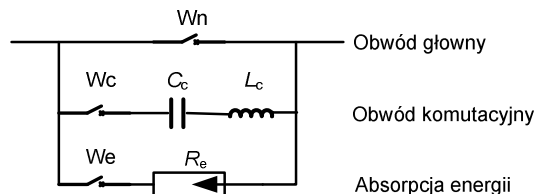
Zastosowano częstotliwościowo zależny model kabla, jak i linii napowietrznej DC. Układ przyłączono po obu stronach do sieci 400 kV o dużej mocy zwarciowej. W trakcie przeprowadzonych badań układ pracował w trybie $P=\text{const}$, $Q=\text{const}$ po stronie prostownika oraz $U_{dc}=\text{const}$, $Q=\text{const}$ po stronie falownika.

W układzie VSC HVDC z linią napowietrzną zastosowano model funkcjonalny zabezpieczenia od zwarcia w obwodzie DC oraz wyłącznika prądu stałego.

5. WYŁACZNIKI PRĄDU STAŁEGO W OBWODACH DC UKŁADÓW VSC HVDC

Podstawowym wyzwaniem dla wyłączników prądu stałego dużej mocy w układach HVDC jest brak naturalnego przejścia prądu zwarcioowego przez zero. Zadaniem wyłącznika prądu stałego jest spowodowanie przejścia prądu przez zero. Równie istotnym warunkiem z punktu widzenia układów VSC HVDC jest konieczność bardzo szybkiego wyłączenia prądu zwarcioowego liczona w milisekundach. Sprostac tym wymaganiom może wyłącznik statyczny zbudowany z elementów półprzewodnikowych, ale niestety trwały przepływ prądu przez taki wyłącznik powoduje duże straty. Efektywnym rozwiązaniem okazał się układ hybrydowy zbudowany z elementów półprzewodnikowych wsparty łącznikiem mechanicznym 10,11,12.

W niniejszej pracy zastosowano model wyłącznika prądu stałego pokazany na rysunku 2 z wstępnym naładowaniem kondensatora C_c 10. Kondensator ładowano wstępnie do napięcia sieci DC (320 kV). Do rozproszenia energii w trakcie wyłączania zastosowano ogranicznik przepięć.



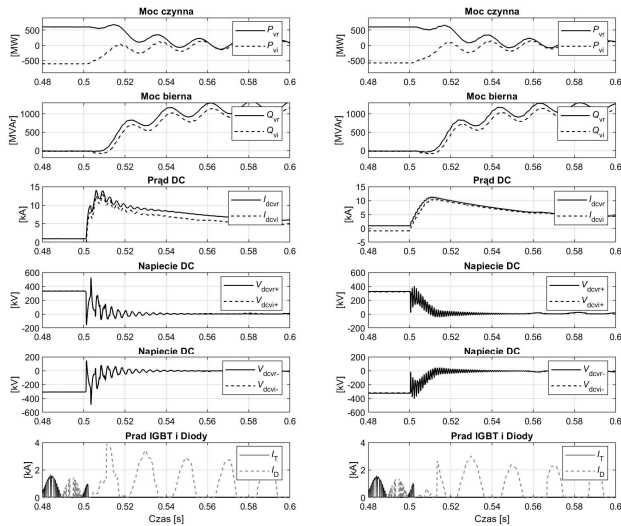
Rys. 2. Model wyłącznika prądu stałego zastosowany w pracy

6. WYNIKI ANALIZY ZWARĆ W OBWODACH DC UKŁADÓW HVDC

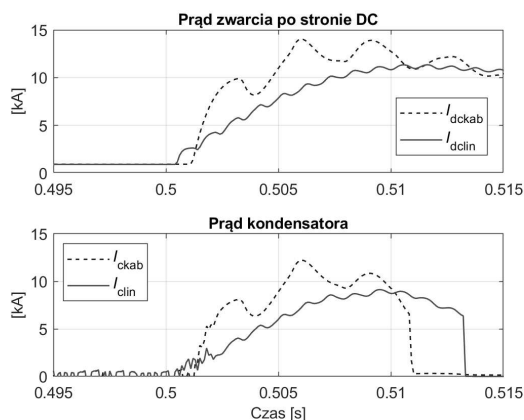
Wybrane wyniki badania przebiegów w trakcie zwarcia w obwodzie pokazane na rysunkach od 3 do 6 obejmują odpowiedzi układów HVDC na zwarcia jednego bądź obu biegunów DC do ziemi w środku linii DC, przez czas 100 ms, dla rezystancji zwarcia 0,01 Ω .

Na podstawie przedstawionych na rysunkach 3 i 4 przebiegów można stwierdzić:

- Prąd DC zwarcia w kablu lub linii napowietrznej bardzo szybko narasta do znacznych wartości. Istotnie mniejsze wartości tego prądu występują dla linii napowietrznej, ale nadal są to wartości maksymalne zbliżone do 10-krotności prądu znamionowego. Jest to głównie spowodowane rozładowaniem pojemności (rys. 4) przyłączonych do szyn prądu stałego. Im większa pojemność tym większy prąd, ale jednocześnie lepsze właściwości regulacyjne i napięcie DC mniej podatne na zmiany.



Rys. 3. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarceniu obu biegunów linii DC do ziemi; przebiegi po lewej stronie dla połączenia kablowego po prawej dla linii napowietrznej; linia ciągła – prostownik, przerywana – falownik

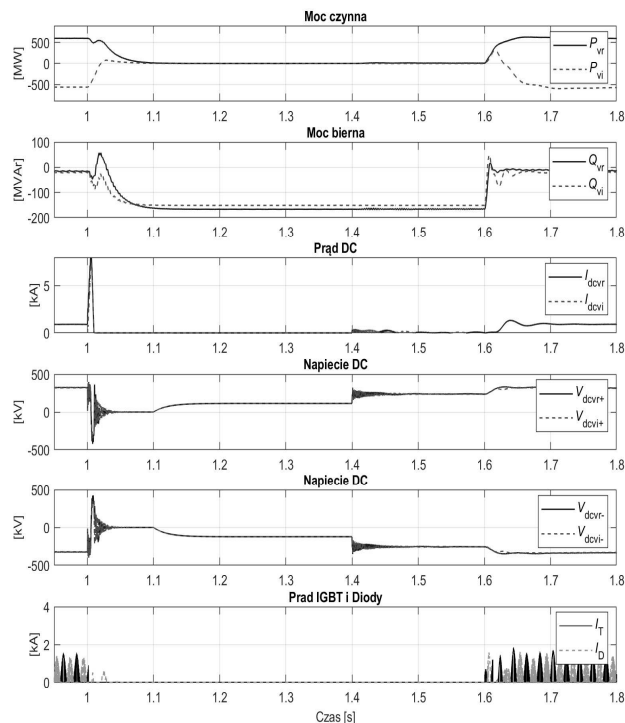


Rys. 4. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarceniu obu biegunów linii DC do ziemi; linia przerywana – połączenie kablowe, linia ciągła – linia napowietrzna

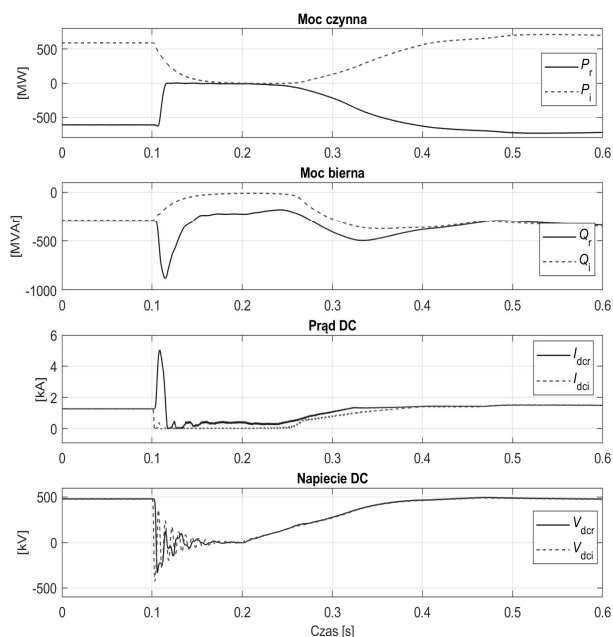
- Prądy w przekształtniku mają znacznie mniejsze wartości. W trakcie zwarcia przewodzą głównie diody zwrotne, które w niekontrolowany sposób zasilają zwarcie. Prądy maksymalne przez diody sięgają dwukrotności prądu przed zwarcie.
- Wartości maksymalne prępeń na zaciskach przekształtników sięgają 500 kV w przypadku kabla i około 400 kV w przypadku linii napowietrznej.
- Znacznie wzrasta moc bierna pobierana z sieci przez przekształtniki. Jej wartość rośnie wraz z mocą zwarcia po stronie sieci. Natomiast przy mniejszej mocy zwarcia, dochodzi do istotnego obniżenia napięcia sieci w trakcie zwarcia.

Przebiegi na rysunku 5 pokazują możliwe działanie układu VSC HVDC w przypadku przemijających zwarcie w obwodzie DC. Zwarcie zostało wyłączone wyłącznikiem DC po około 6 ms. Wyłączono jednocześnie wyłącznikami DC obydwie linie DC na obu końcach i zablokowano sterowanie tranzystorami IGBT (po 3 ms). Po czasie 400 ms załączono ponownie obie linie, a następnie po 600 ms załączono ponownie sterowanie tranzystorów i nastąpiło pomyślne podjęcie pracy przez układ VSC HVDC. Prądy przez przekształtniki w całym procesie nie przekraczały dopuszczalnych wartości.

Przedstawione na rysunku 6 przebiegi dla układu LCC HVDC w trakcie zwarcia w środku kabla 450 kV do ziemi pokazują, że taki układ wraca do ponownej pracy w ramach podstawowych systemów sterowania, o ile zwarcie jest przemijające. Jest to naturalna cecha tych układów, dla których wyłącznikiem DC są same tyrystory przekształtnika w połączeniu z ich zdolnością wytrzymywania krótkotrwałych przecięciań.



Rys. 5. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarceniu obu biegunów do ziemi linii napowietrznej DC, wyłączeniu zwarcia oraz ponownym uruchomieniu układu VSC HVDC; linia ciągła – prostownik, linia przerywana – falownik



Rys. 6. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie LCC HVDC po zwarcieniu doziemnym kabla DC oraz ponownym uruchomieniu układu LCC HVDC; linia ciągła – prostownik, linia przerywana – falownik

7. PODSUMOWANIE

Wyniki analiz pokazały, że zwarcia w obwodach prądu stałego układu VSC HVDC powodują szybki i bardzo znaczny wzrost prądu zwarciovego. Wynika to z faktu, że obwód DC z uwagi na dużą wartość pojemności przyłączonej do jego zacisków ma w początkowej fazie zwarcia charakter sztywnego źródła napięciowego, a wartość prądu zwarciovego ograniczona jest jedynie parametrami kabla (linii) DC do miejsca zwarcia. Dodatkowo samo rozładowanie pojemności w obwodzie DC układu stanowi dodatkowy składnik prądu zwarciovego w początkowej fazie. Pojemność samego kabla również sprzyja szybkiemu narastaniu prądu zwarciovego. Z uwagi na pogorszenie właściwości regulacyjnych zazwyczaj nie stosuje się dławików w obwodach DC ograniczających narastanie prądu zwarciovego lub stosuje się dławiki o niewielkiej wartości (10-20 mH) w porównaniu z o rząd większymi wartościami dławików w układach LCC HVDC.

Jednym ze skutecznych sposobów ograniczenia negatywnych skutków zwarc w obwodach DC układów HVDC jest zastosowanie wyłączników prądu stałego. Wyłączniki takie są obecnie dostępne komercyjnie i znajdują zastosowanie w budowie sieci DC 12. Są to jednak na razie urządzenia drogie i o dużych gabarytach. W celu ograniczania prądu zwarciovego możliwe jest również rozwiązanie polegające na zastosowaniu modułów FB (Full Bridge) w połączeniu z szybkimi (40 ms) odłącznikami DC. Wymaga to jednak podwojenia liczby elementów w przekształtniku i tym samym zwiększania strat. Dodatkowe skumulowane koszty strat w połączeniu z wyższym kosztem przekształtnika wpływają istotnie na decyzje o wyborze takiego rozwiązania.

Zwarcia w obwodach DC połączenia LCC HVDC są dużo łatwiejsze do opanowania z uwagi na możliwość szybkiego przejścia kąta wyzwalania prostownika w obszar pracy falownikowej, co powoduje szybkie zanikanie prądu zwarciovego, który jest wyłączany przez tyrystory przy przejściu przez zero. Falownik w sposób naturalny pracuje w tym obszarze kątów wyzwalania tyrystorów i również prąd zwarciovowy w tym przekształtniku bardzo szybko zanika. W przypadku przemijającego zwarcia umożliwia to restart układu i powrót do normalnej pracy. Tak więc można stwierdzić, że układ LCC HVDC jest zdecydowanie mniej wrażliwy na zwarcia w obwodzie DC niż układ VSC HVDC. Słabą natomiast stroną układu LCC HVDC jest duża wrażliwość nawet na dość odległe zwarcia w obwodach AC prowadzące do przewrotów komutacyjnych i wynikające

stąd zaburzenia w pracy układu, a nawet konieczność jego odstawienia. Z uwagi na dużo większe prawdopodobieństwo zwarc w obwodach AC niż w obwodach DC jest to istotna wada tych układów. Nie mają jej natomiast układy VSC HVDC, które wykazują znaczną odporność na zakłócenia po stronie AC.

8. BIBLIOGRAFIA

1. Rahimo M., et al.: „Power Semiconductor Technology Advancements for Enabling Next Generation Grid Systems”. CIGRE 2018, Paris, paper No B4-305.
2. https://www.nkt.com/fileadmin/user_upload/nkt_com/Catalogs_brochures/640kV_XLPE_LR.pdf
3. Kosmecki M.: „Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarciovowej”. Konferencja APE'09, Jurata 2009.
4. Vinothkumar K., et al.: „Design Aspects of MTDC Grids with Integration of Renewable Energy Sources”. CIGRE 2018, Paris, paper No B4-131.
5. Hingorani N., Gyugyi L.: „Understanding FACTS”. IEEE Press, 2000.
6. Basler T., et al.: „Surge current capability of IGBTs”. Conference: International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD 2012, Chemnitz.
7. Magg T. G., et al.: „Zambezi (previously Caprivi) Link HVDC Interconnector: Review of Operational Performance in the First Five Years”. CIGRE 2016, Paris, paper B4-108.
8. Ruffing P., et al.: „A novel DC Fault Blocking Concept for Full-Bridge Based MMC Systems with Uninterrupted Reactive Supply to the AC Grid”. CIGRE 2018, Paris, paper B4-127.
9. Madajewski K.: „System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska-Szwecja. Automatyka Elektroenergetyczna”, 1/2000.
10. Franck C.M.: „HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs”. IEEE Transaction on Power Delivery, vol.26, No 2, April 2011.
11. Hafner J., Jacobson: „Proactive Hybrid HVDC Breakers- A key innovation for reliable HVDC grids”. Cigré Bologna, Paper 0264, 2011.
12. Tang G., et al.: „Research and Development of a Full-bridge Cascaded Hybrid HVDC Breaker for VSC HVDC Applications”. CIGRE 2018, Paris, paper A3-117.

FAULTS IN THE DC CIRCUITS OF HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS

This paper concerns faults in a DC circuit of high voltage direct current (HVDC) systems. State-of-the-art of HVDC technology is presented, including rated parameters of semiconducting elements important from the short-circuit withstand capability standpoint. Differences in transistor-based (VSC) converter topologies that influence short-circuit clearing capability are described and simulations are performed for selected topologies. Analysed and compared are the responses of an overhead line and cable system to the single pole or both poles fault to ground. The results show that DC faults in a VSC system cause an abrupt rise of short-circuit current reaching very high values, which implies high requirements for still not commonly used DC breakers.

Keywords: HVDC systems, faults in the DC circuits, DC breaker, simulation studies.