

Selected Aspects of Short-Circuits in the DC Circuit of HVDC Systems in Transistor (VSC) and Thyristor (LCC) Technologies

Authors

Michał Kosmecki
 Krzysztof Madajewski

Keywords

direct current transmission system, HVDC, VSC, LCC, direct current, short-circuit, DC switch

Abstract

The article addresses the problem of short-circuits in DC circuits of high voltage direct current (HVDC) transmission systems. The current state of HVDC technology development, including achievable parameters of semiconductor components, relevant for short-circuit strength, are presented. The differences between voltage source converter (VSC HVDC) topologies are described from the perspective of affecting the possibilities of switching off short-circuit currents and the results of simulation tests for selected topologies are presented. Responses of a system with a cable and overhead line to ground-fault of one or both poles are analysed and compared. The results of the analysis have shown that short-circuits in the DC circuits of a VSC HVDC system cause a rapid and very significant increase in the short-circuit current, which imposes high requirements on DC breakers that are starting to appear in field applications.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019202

Received by the editor: 28.04.2019

Received in revised form: 15.04.2019, 24.04.2019

Accepted: 28.04.2019

Available online: 30.10.2019

1. Introduction

High voltage direct current (HVDC) transmission systems are constantly developed and deployed around the world. The range of transmitted powers and the length of transmission lines increases, along with the rated DC voltage. This applies to both overhead lines and cables installed onshore and undersea. In addition to traditional point-to-point connections, multi-terminal connections, built as a part of the future DC grid, become real. This applies in particular to the power output from offshore wind farms, where VSC HVDC technology is applied. To date, several high-power HVDC connections have been installed within the European ENTSO-E grid, both on land and undersea, and many more are planned. In the Nordic countries alone, HVDC connections will reach 18 GW of aggregated rated capacity by 2025 [1]. As a result, the availability and reliability of DC transmission solutions gains crucial importance for the reliability of transmission systems.

Currently two different technologies are used for HVDC transmission. These are: the traditional LCC (line commutated converters) technology using thyristors in the converters, known for several

decades, and the relatively new VSC (voltage source converters) technology, in development for 20 years, in which IGBT transistors are commonly used. The peak parameters of the LCC HVDC systems deployed so far are 800 kV DC, power 6 GW, transmission distance 2,000 km. Work is underway on an 1,100 kV DC solution with transmission capacity 10 GW, and length over 3,000 km. Parameters of the thyristors in LCC HVDC systems reach up to 6 kA rated current at 8.5 kV rated voltage [2].

In VSC HVDC systems, where cables are common, the de-facto current standard is a 320 kV XLPE cable. Systems with rated voltage 525 kV are under implementation, and DC cables in XLPE technology for 640 kV have already been developed [3]. This will allow the implementation of systems with rated capacities over 3 GW. The latest solutions of high power BIGT transistors (bi-mode insulated gate transistor), i.e. an integrated element containing a transistor and a reverse diode (reverse conducting RC-IGBT) will be used in these systems [2]. The rated parameters of this element obtained so far are 3 kA at 4.5 kV.

The design, operating principles, and pros and cons of the LCC HVDC and VSC HVDC systems are widely described in the

literature. This article focuses on the VSC HVDC solution and indicates the differences in the response of the VSC and LCC systems to short-circuits in the DC circuit. Short-circuits in the LCC HVDC system was analysed in an earlier article [4]. The discussion is limited to the point-to-point topology in a monopolar system. However, it should be noted that the problems related to short-circuits in DC circuits and their effective resolution will be of key importance for the reliability of future DC grids [5].

2. Thyristor and IGBT transistor operation in short-circuit current flow conditions

Transistors in comparison with thyristors feature higher switching rates and lower losses of a single switching. On the other hand, transistors have higher voltages when conducting, and thus – higher conduction losses. Thyristors are better suited for use at very high powers and for operation with short-term overloads. A thyristor can be overloaded twice for several seconds, ten times for several cycles and fifty times for one cycle [6]. These features are very important for the LCC HVDC system immunity to short-circuit currents in DC circuits. As a result, LCC HVDC systems are used both in installations with a cable and an overhead transmission line, where the number of short-circuits in DC circuits, caused mainly by atmospheric discharges, can be significant.

High-power IGBTs generally do not withstand even millisecond overloads. They can be put into current limiting mode by changing the gate voltage, but in practice only for a very short period due to high power losses in this mode [7], and after this period the transistor must be turned off. Such IGBT transistor characteristics implies the use of special solutions in VSC HVDC systems to prevent damage to converters during short-circuits in DC circuits. The transistor and return diode in an HVDC system must be made to ensure that the element is short-circuited in the event of damage. This is a necessary requirement due to the series connection of multiple elements in high-power converters in HVDC systems. This solution ensures that these elements are contained in a Press Pack housing.

Since the IGBT transistors cannot be overload, the VSC HVDC systems' practical suitability for installations is limited mainly to installations with a DC cable or in back-to-back solutions. Here, an occurrence of a DC short-circuit causes a quick blocking of the IGBT transistors and switching off the circuit breaker on the AC side within ca. 40 ms, which leads to the shutdown of the VSC HVDC system. As short-circuits in DC cable lines are rare and usually permanent, this solution is acceptable. The solution with a DC overhead transmission line, due to the risk of frequent lightning, is with some exceptions [8] not yet used. There are two ways to solve this problem: the use of DC circuit-breakers in combination with an HB (Half Bridge) converter, or the use of an FB (Full Bridge) converter in combination with DC fast disconnectors.

3. HVDC VSC converter topologies

In practice, VSC HVDC systems employ 2 or 3-level converters or multi-module converters called MMC (modular multilevel converters), as shown in Fig. 1. Operation and basic differences in the properties of these systems are symbolically illustrated in Fig. 2.

Until recently, 2-level systems were most often used, and now MMC solutions in various variations depending on the manufacturer are installed more and more often. The 2- or 3-level systems require the use of PWM (pulse width modulation) at frequency of 1,500–2,000 Hz, to ensure proper voltage quality at the converter output. PWM is not usually used in an MMC solution, and the voltage quality is ensured by appropriate more complex control. The solutions (Fig. 1) differ in their properties with respect to short-circuit current flow in DC circuits. Due to the above-described restrictions on the IGBT transistors overload in 2- and 3-level systems and in the MMC system, it is necessary to block the transistors very quickly, and then turn the system off with a switch on the DC or AC side. However, in the MMC solution with a FB converter, the short-circuit current flow through the diodes and the short-circuit capacitor is spontaneously limited by an increase in voltage at the capacitor, as shown in red in Fig. 3a [9]. In the HB solution shown in Fig. 3b, in the input

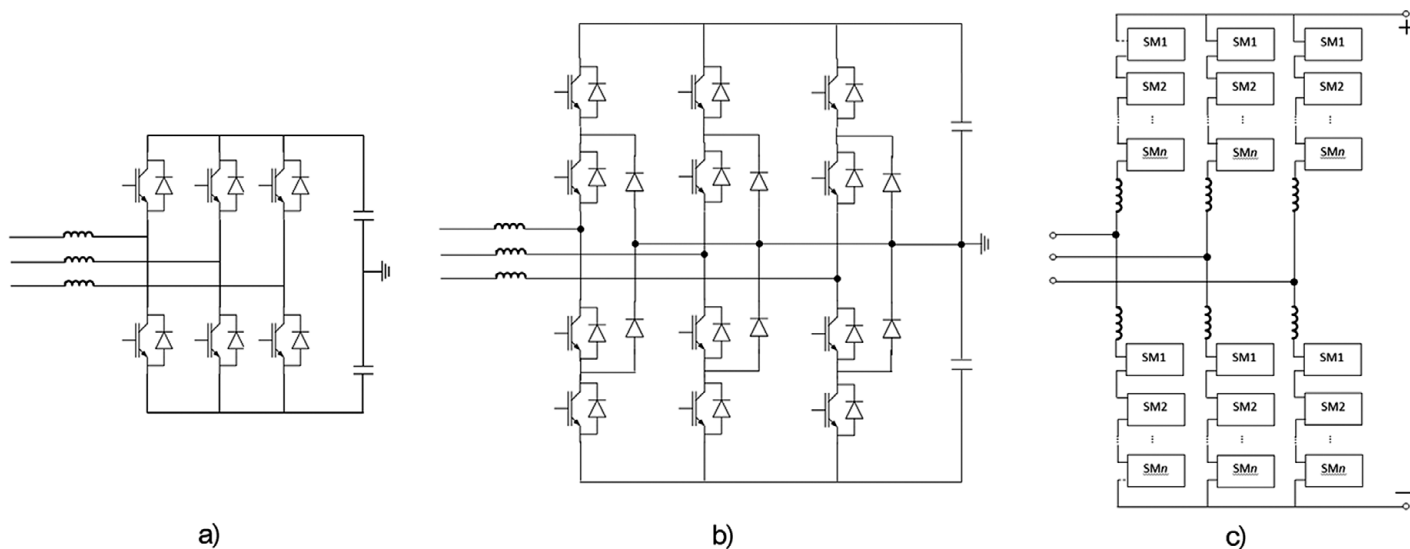


Fig. 1. Basic VSC HVDC converter topologies: a) 2-level, b) 3-level, c) MMC system

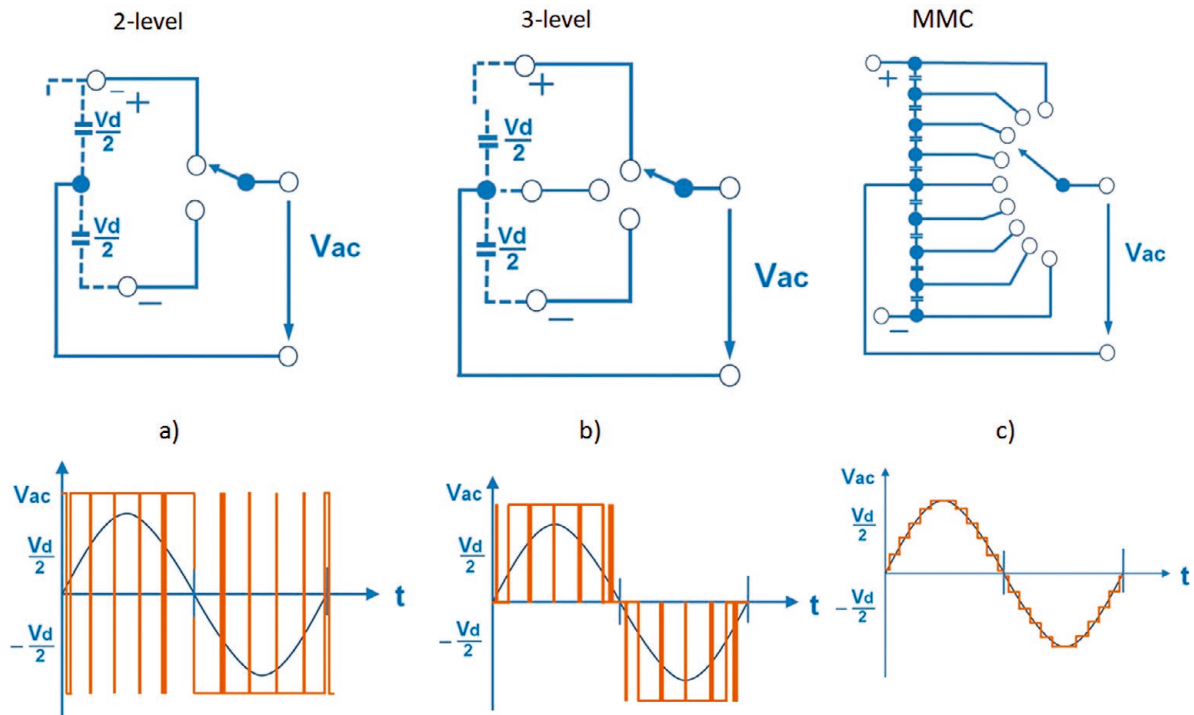


Fig. 2. Symbolic representation of the operation of the converters from Fig. 1

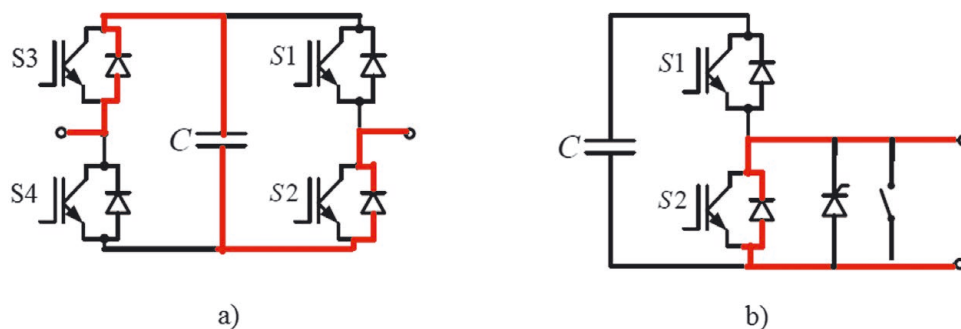


Fig. 3. DC short-circuit current paths in FB (a) and HB (b) modules of MMC converter

circuit an additional thyristor, which takes over a large part of the short-circuit current in the DC circuits of the VSC HVDC link, and a mechanical micro switch, are applied.

4. Topology and models of the analysed HVDC systems

For this study the two HVDC system solutions shown in Fig. 4, i.e. LCC HVDC system and 2-level version of VSC HVDC system, were tested and analysed.

Both systems were modelled and tested in PSCAD/EMTDC program. Basic parameters:

1. LCC HVDC – rated power 600 MW, rated DC voltage 450 kV, DC cable with return cable length 250 km, system connected on both sides to 400 kV grid with short-circuit power 6 GVA. This model was described in detail in earlier studies [10]
2. VSC HVDC – rated power 600 MW, rated DC voltage 320 kV, symmetrical monopolar system in two versions:
 - a. with a 250 km cable
 - b. with a 250 km overhead transmission line.

A frequency-dependent model of the cable and overhead line was applied based on the overhead line geometry and cable cross-section. The system was connected on both sides to a 400 kV grid with a large short-circuit power. During the tests, the system was operated at $P = \text{const}$, $Q = \text{const}$ on the rectifier side and $U_{dc} = \text{const}$, $Q = \text{const}$ on the inverter side. Fig. 5 shows the system active and reactive power responses to a step-change in the active power and reactive power setpoints. The waveforms indicate very good control properties of the system. In the VSC HVDC system with the overhead line, a functional model of short-circuit protection in DC circuit and DC switch was used.

5. DC circuit-breakers in DC circuits of VSC HVDC systems

The main challenge for high-power DC circuit-breakers is the lack of a natural short-circuit current crossing through zero. The task of the circuit-breaker systems is to cause the current to pass through zero, and then turn it off. A condition equally

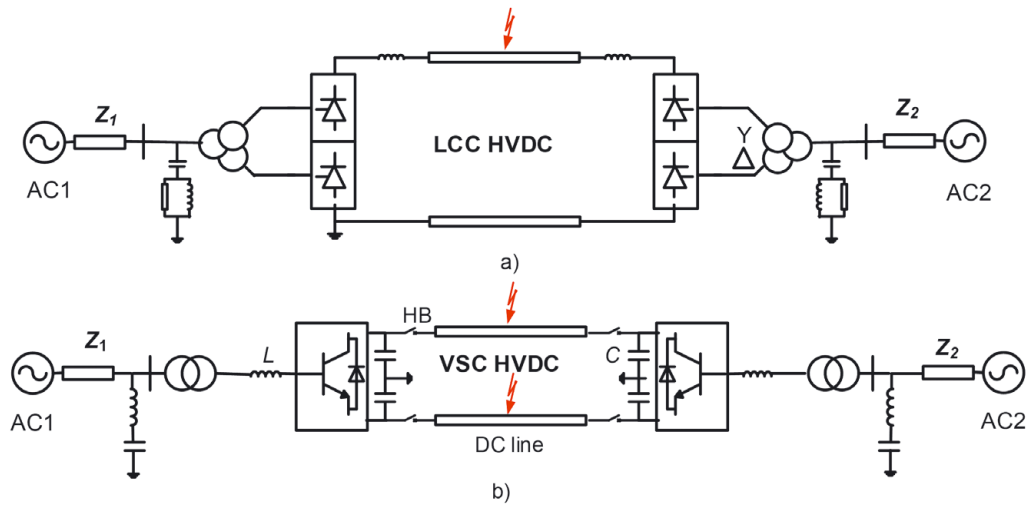


Fig. 4. Basic diagrams of the analysed HVDC systems

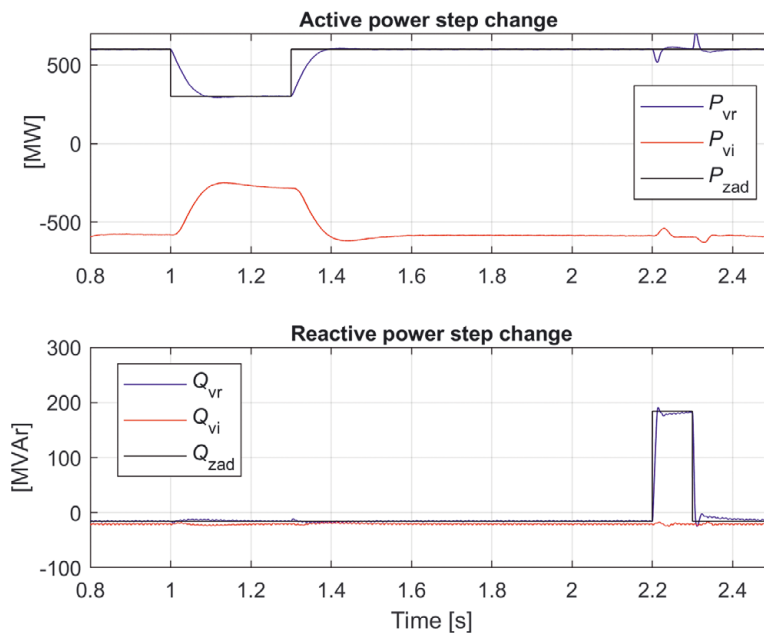


Fig. 5. Active and reactive power waveforms on the rectifier and inverter sides in response to a step-change in the active and reactive power setpoints

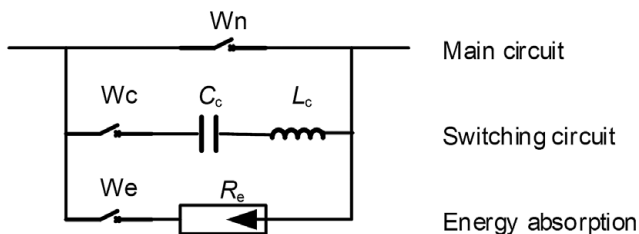


Fig. 6. DC circuit-breaker model used for the article

flow through such a circuit breaker causes large losses. A hybrid solution made of semiconductor components and supported by a mechanical connector turned out to be an effective solution [11, 12, 13].

For the article, the DC circuit-breaker model shown in Fig. 6 was used, with capacitor pre-charge C_c [11]. The capacitor was pre-charged to the DC grid voltage (320 kV). A surge arrester with standard characteristics available in the PSCAD/EMTDC library was used to dissipate energy during switching off.

important for the VSC HVDC systems is the need for a very fast short-circuit current switch-off, counted in milliseconds. A static circuit breaker made of semiconductor components can meet these requirements, but – unfortunately – a permanent current

6. Results of the short-circuit analysis in DC circuits of HVDC systems

Selected results of a simulations concerning short-circuits in the DC circuits are shown in Figs. 7–11. They include HVDC response

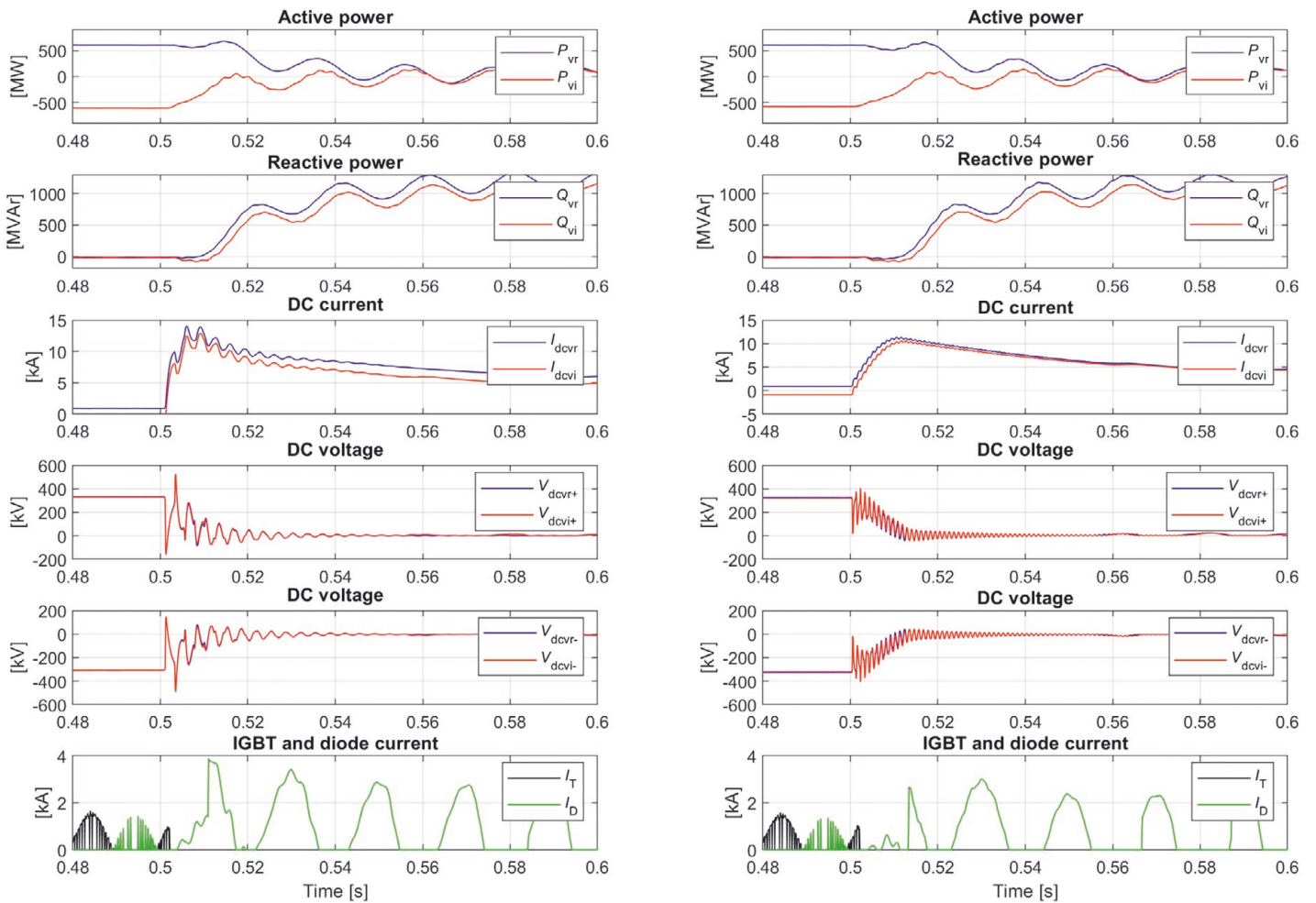


Fig. 7. Waveforms of selected electrical quantities in the VSC HVDC system after ground-shorting both poles of the DC line; on the left: for cable line, on the right: for overhead line; the rectifier marked in blue, the inverter marked in red

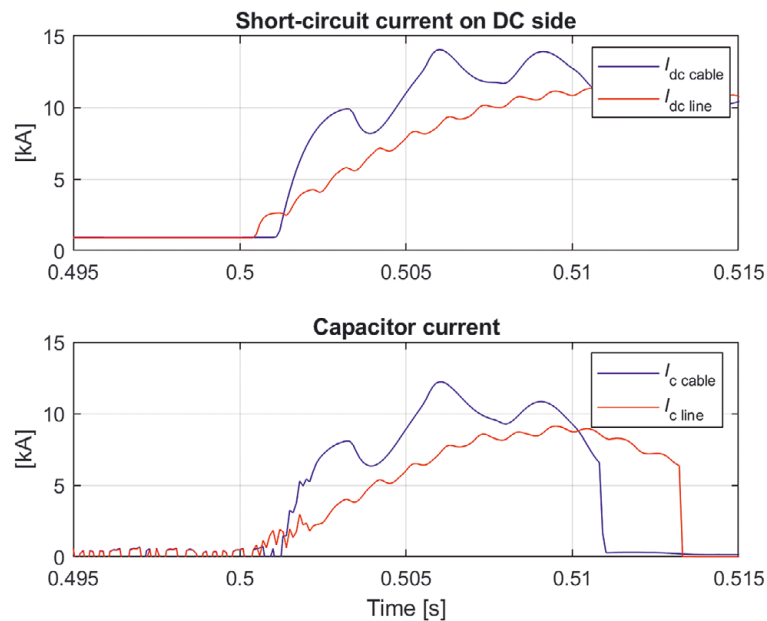


Fig. 8. Waveforms of selected electrical quantities in the VSC HVDC system after ground-shorting both DC line poles; blue: for cable line red: for overhead line

to ground-short-circuits of one or both DC poles in the middle of the DC line for 100 ms, with short-circuit resistance 0.01 Ω. Based on the waveforms shown in Fig. 7 and 8, the following can be concluded:

- DC short-circuit current in the cable or overhead line increases very quickly to a significant value. These currents are significantly lower in the overhead line, but still the maximum values are close to ten times the rated current. This is mainly due to the discharge of the capacities (Fig. 8) connected to the DC busbars. The larger the capacity, the larger the current, but also better control properties and less susceptibility to DC voltage changes.
- Currents in the converter are much smaller than in the DC line. During a short-circuit, mainly the reverse diodes conduct, which supply the short-circuit uncontrollably. The maximum currents flowing through the diodes reach twice the current before short-circuit.
- The maximum overvoltages on the converter terminals reach up to 500 kV in the cable and about 400 kV in the overhead line.
- The reactive power demand of the converters increases significantly. It increases with the short-circuit power on the

network side. However, at a lower short-circuit power, the grid voltage decreases significantly during a short-circuit.

Experience to date indicates that ground-shorting of both poles of the DC cable is rather unlikely. A short-circuit of one pole is shown in Fig. 9.

Based on the plots shown in Fig. 9, the following can be concluded:

- DC short-circuit currents in the cable or overhead are smaller than with the two poles shorted. In a short time (20-30 ms) the current drops significantly. This is a result of the “healthy” pole voltage increase caused by the voltage increase at the capacity (up to ca. 500 kV) connected to the DC busbars.
- The increase in the reactive power intake from the AC grid is a much smaller, only ca. 300 MVar, i.e. 25% of this power when both poles are shorted.

Plots in Fig. 10 show the possible operation of the VSC HVDC system at transient short-circuits in a DC circuit with an overhead line. The short-circuit was switched off by DC circuit-breakers at both ends of both DC lines simultaneously after about 6 ms, while the control with IGBT transistors was blocked after 3 ms. After a 400 ms break, both lines were switched on again, and then after 600 ms the transistor control was turned on and the VSC HVDC

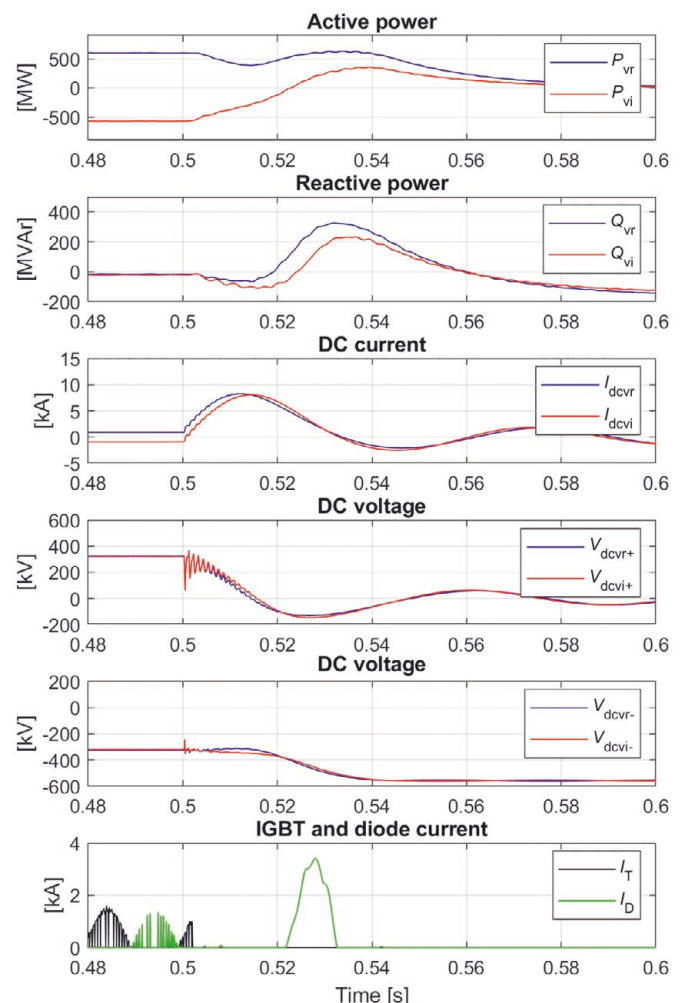
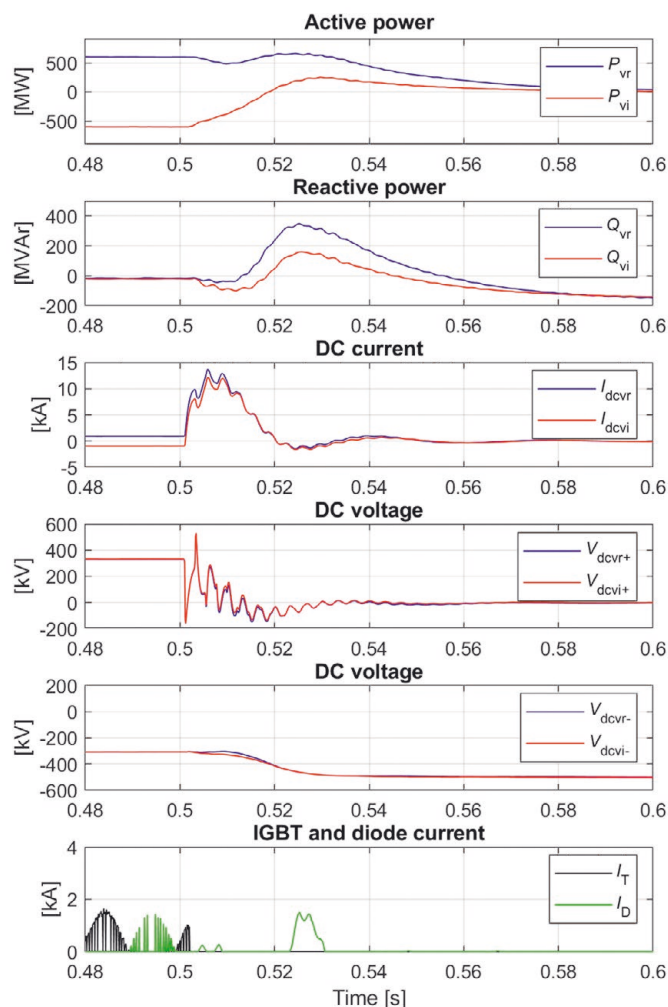


Fig. 9. Waveforms of selected electrical quantities in the VSC HVDC system after ground-shorting one pole of the DC line; on the left: for cable line, on the right: for overhead line; the rectifier marked in blue, the inverter marked in red

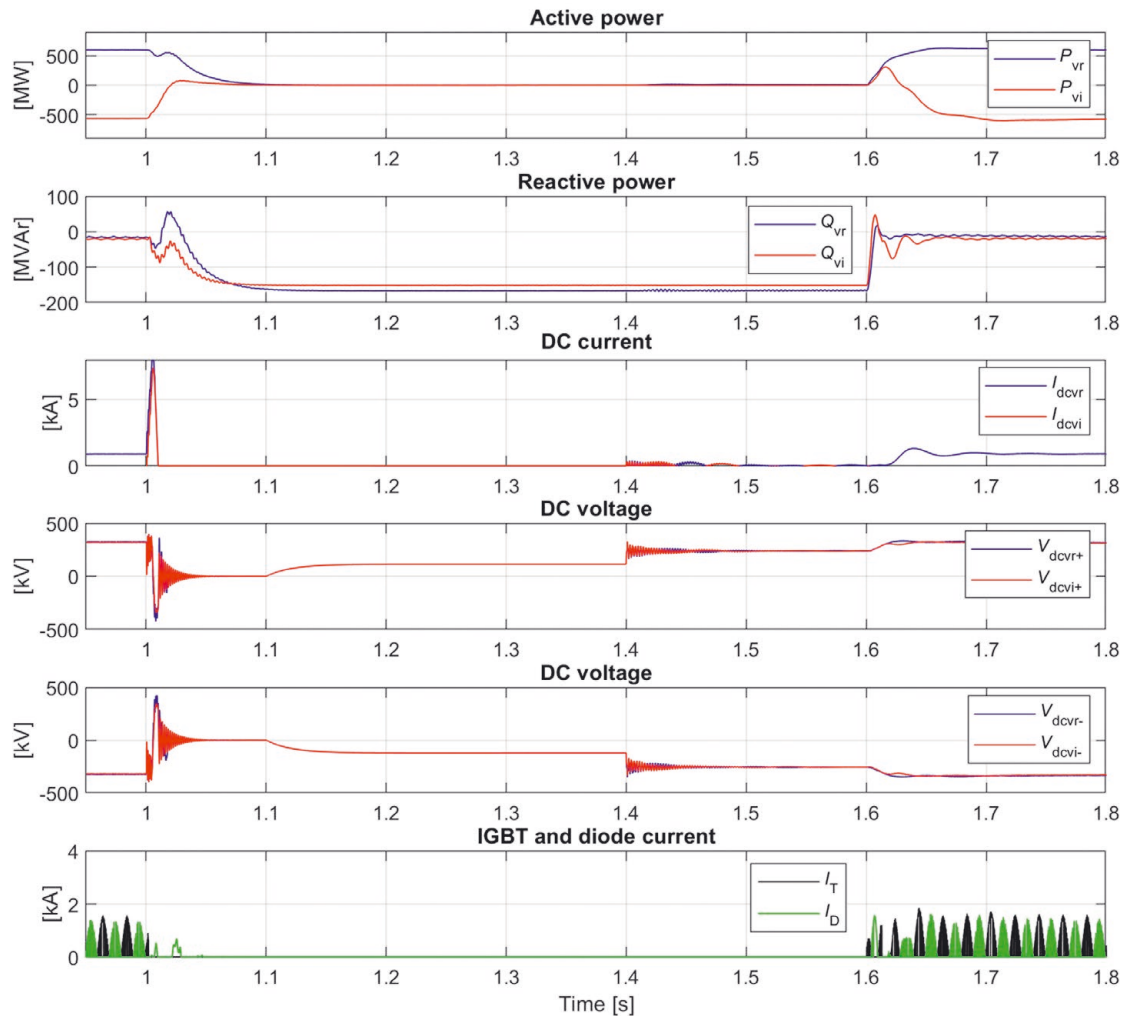


Fig. 10. Waveforms of selected electrical quantities in the VSC HVDC system after ground-shorting both DC overhead line poles, switching off the short-circuit and restarting the system; blue – rectifier, red – inverter

system successfully resumed its operation. Currents through the converters did not exceed the permissible values throughout the entire process.

The waveforms shown in Fig. 11 for the LCC HVDC system during a ground short-circuit in the middle of a 450 kV cable show that such a system resumes the operation if the short-circuit is transient. This is a natural feature of such systems, in which the DC breakers are the converter thyristors alone, combined with their ability to withstand short-term overloads.

7. Summary

The results of the analyses show that short-circuits in the DC circuits of a VSC HVDC system cause a fast and very significant increase in the short-circuit current. This is because the DC circuit, due to the large capacity connected to its terminals, is in the initial phase of a short-circuit a stiff voltage source, and the short-circuit current is limited only by the parameters of the DC cable (line) to the short-circuit location. Discharge of this capacity is an important component of the short-circuit current in the initial phase. The capacity of the cable itself also promotes the rapid rise of short-circuit current. Because of the control properties deterioration, usually no reactors are used in DC circuits to limit

the short-circuit current build-up, or small reactors (10–20 mH) are used, as compared to those used in LCC HVDC systems which are an order of magnitude larger.

One effective way to reduce the negative effects of short-circuits in the DC circuits of HVDC systems is to use DC circuit-breakers. Such switches are currently commercially available and are beginning to be used in DC grids [13, 14]. So far, however, they are expensive and of large dimensions. Another available solution employs the short-circuit current limiting ability of FB (full bridge) modules in combination with fast (40 ms) DC disconnectors. However, this requires doubling the number of elements in the converter and thus increasing losses. The additional cumulative loss costs in the connection with a more expensive converter significantly affect the decision to choose such a solution. Short-circuits in DC circuits of LCC HVDC systems are much easier to control, due to the easy and quick transition of the rectifier's firing angle into the inverter's operating area, which causes a rapid disappearance of the short-circuit current, which at zero crossing is switched off by thyristors. The inverter operates naturally in this firing angle area, and the short-circuit current in this converter disappears very quickly. In the event of a transient short-circuit, this allows restarting the system and resuming its normal operation.

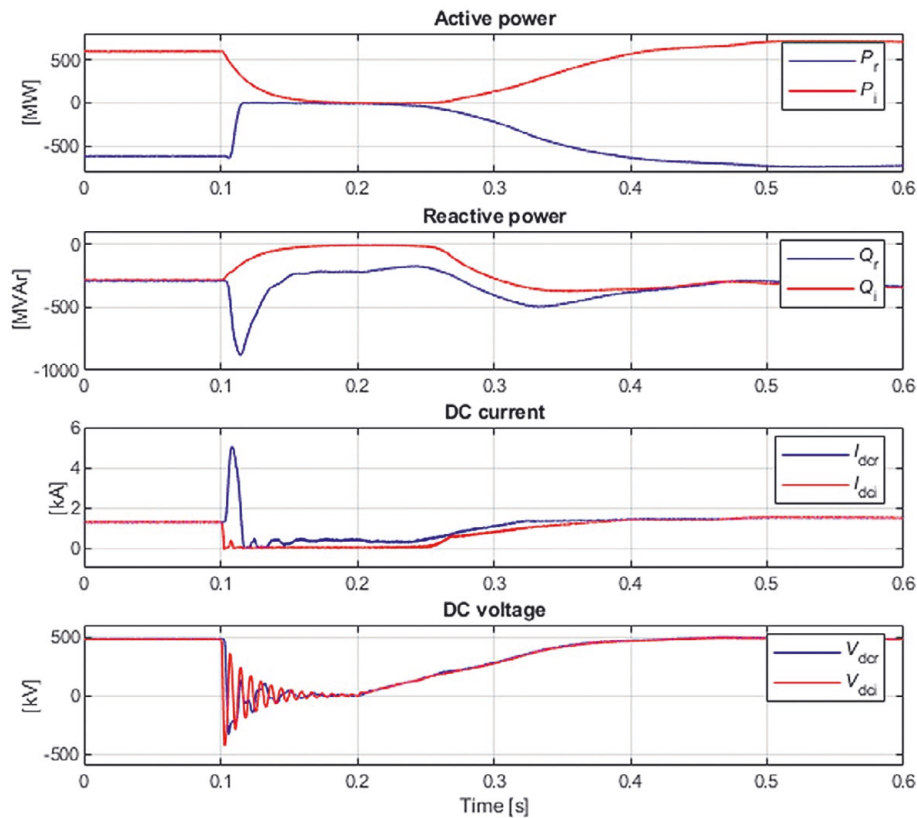


Fig. 11. Waveforms of selected electrical quantities in the LCC HVDC system after ground-shorting the DC cable and restarting the system; blue – rectifier, red – inverter

Thus, it can be concluded that the LCC HVDC system is definitely less sensitive to short-circuits in the DC circuit than the VSC HVDC system. However, the LCC HVDC system's weakness is its high sensitivity to even quite distant short-circuits in the AC circuits, leading to commutation failures and resulting disturbances in the system operation, even causing its shut down. Because of a much higher probability of short-circuits in AC circuits than in DC circuits, this is a significant disadvantage of these systems. On the other hand, the VSC HVDC systems, which show considerable immunity to AC side disturbances, are free of this drawback.

REFERENCES

- Rauhala T. et al., Assessment of Nordic HVDC operation and maintenance practices on reliability and availability of HVDC systems, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-105.
- Rahimo M. et al., Power Semiconductor Technology Advancements for Enabling Next Generation Grid Systems, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-305.
- 640 kV XLPE HVDC cable system [online], https://www.nkt.com/fileadmin/user_upload/nkt_com/Catalogs_brochures/640kV_XLPE_LR.pdf [access: 10.08.2019].
- Kosmecki M., Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarciowej [Operation of the direct current transmission system (HVDC) in conditions of reduced short-circuit power], International Scientific Conference "Current Problems in Power Engineering" APE '09, Jurata 2009.
- Vinothkumar K. et al., Design Aspects of MTDC Grids with Integration of Renewable Energy Sources, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-131.
- Hingorani N., Gyugyi L., Understanding FACTS, IEEE Press, 2000.
- Basler T. et al., Surge current capability of IGBTs, International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD 2012, Chemnitz.
- Magg T.G. et al., Zambezi (previously Caprivi) Link HVDC Interconnector: Review of Operational Performance in the First Five Years, CIGRE 2016, Paris, paper No. B4-108.
- 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 No. B4-127.
- Madajewski K., System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska – Szwecja [The Poland-Sweden HVDC system], *Automatyka Elektroenergetyczna*, No. 1, 2000.
- Franck C.M., HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs, *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 26, No. 2, 2011.
- Hafner J., Jacobson B., Proactive Hybrid HVDC Breakers-A key innovation for reliable HVDC grids, CIGRE 2011, Bologna, paper No. 0264.
- Tang G. et al., Development of 500kV modular cascaded hybrid HVDC breaker for DC grid applications, CIGRE 2018, Paris, paper No. A3-105.
- Tang G. et al., Characteristic of system and parameter design on key equipment for Zhangbei DC grid, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-121.
- Yingjie W. et al., A DC Short-Circuit Fault Ride Through Strategy of MMC-HVDC Based on the Cascaded Star Converter, *Energies*, No. 11(8), 2018.

Michał Kosmecki

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering, Research Institute

e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl

Graduated in automation and robotics from the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology. Since 2007 at the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering, currently as a research assistant, project manager in the System Analysis team. He has participated in many research studies and expert opinions dedicated to power system modelling and stability, and development of wind power engineering and smart grids. He is particularly interested in HVDC modelling and analysis.

Krzysztof Madajewski

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering, Research Institute

e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl

Since 1990 the director in the Gdańsk Branch of Institute of Power Engineering. His research interests include power system control and regulation and DC transmission systems. He has managed many research and implementation projects commissioned by the Polish power sector as well as EPRI and UCTE (currently ENTSO-E).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wybrane aspekty zwarć w obwodzie prądu stałego układów HVDC w technologii tranzystorowej (VSC) i tyrystorowej (LCC)

Autorzy

Michał Kosmecki
Krzysztof Madajewski

Słowa kluczowe

układ przesyłowy prądu stałego, HVDC, VSC, LCC, prąd stały, zwarcie, wyłącznik DC

Streszczenie

W artykule 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 wyłączenia prądów zwarciowych oraz przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dla wybranych z nich. Poddano analizie i porównano odpowiedzi układu z linią kablową i napowietrzną na zwarcie jednego bieguna lub obu biegunów do ziemi. Wyniki analiz pokazały, że zwarcia w obwodach prądu stałego układu VSC HVDC powodują szybki i bardzo znaczny wzrost prądu zwarciowego, co narzuca duże wymagania na wyłączniki DC, które dopiero zaczynają być w praktyce stosowane.

Data wpływu do redakcji: 28.04.2019

Data wystawienia recenzji: 15.04.2019, 24.04.2019

Data akceptacji artykułu: 28.04.2019

Data publikacji online: 30.10.2019

1. Wprowadzenie

Układy przesyłowe prądu stałego (ang. *High Voltage Direct Current*, HVDC) rozwijają się i znajdują zastosowanie w coraz większej liczbie miejsc na całym świecie. Rośnie zakres przesyłanej mocy oraz długość linii przesyłowych, a wraz z nią wartość znamionowa napięcia DC. Dotyczy to zarówno linii napowietrznych, jak i linii kablowych instalowanych na lądzie i podmorskich. Obok tradycyjnych połączeń punkt-punkt realne stają się połączenia wieloterminowe, budowane jako element przyszłej sieci DC. Dotyczy to zwłaszcza wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych (MFW), gdzie znajduje zastosowanie technologia VSC HVDC. Dotychczas wewnątrz europejskiej sieci ENTSO-E zrealizowano kilka połączeń HVDC dużej mocy zarówno w wykonaniu lądowym, jak i podmorskim, a planowane są liczne kolejne. W samych tylko krajach skandynawskich połączenia HVDC osiągną do 2025 roku łącznie 18 GW mocy nominalnej [1]. W efekcie dostępność i niezawodność rozwiązań w zakresie przesyłu prądem stałym nabiera podstawowego znaczenia dla niezawodności pracy systemów przesyłowych.

Obecnie w przesyśle prądem stałym znajdują zastosowanie dwie odmienne technologie. Są to tradycyjna, znana od kilkudziesięciu lat technologia LCC HVDC (ang. *Line Commutated Converters*, LCC), wykorzystująca w przekształtniku tyrystory, oraz relatywnie nowa, rozwijana od 20 lat technologia VSC HVDC (ang. *Voltage Source Converters*, VSC), w której powszechnie stosuje się tranzystory IGBT. Szczytowe parametry wdrożonych dotychczas układów LCC HVDC to 800 kV DC, moc 6 GW, przesył na 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 [2].

W układach VSC HVDC, w których powszechnie stosuje się połączenia kablowe, obecnie standardem są kable XLPE na napięciu 320 kV. W realizacji są układy o napięciu znamionowym 525 kV, a opracowano już kable DC w technologii XLPE na napięciu 640 kV [3]. Pozwoli to na realizację układów o mocach znamionowych ponad 3 GW. Znajdą w tych układach zastosowanie najnowsze rozwiązania tranzystorów dużej mocy BIGT (ang. *Bimode Insulated Gate Transistor*), czyli zintegrowany element zawierający tranzystor i diodę zwrotną (Reverse Conducting RC-IGBT) [2]. 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 artykule 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 artykuł [4]. 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 [5].

2. Praca tyrystora oraz tranzystora IGBT w warunkach przepływu prądu zwarciowego

Tranzystory w porównaniu z tyrystorami charakteryzują się większą szybkością przełączania oraz niższymi stratami pojedynczego przełączenia. 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 [6]. 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 bramki, ale w praktyce to bardzo krótki okres z powodu wysokich strat mocy w tym trybie [7], a po tym okresie tranzystor musi zostać wyłączony. Takie cechy tranzystorów IGBT wymuszają zastosowanie w układach VSC HVDC szczególnych rozwiązań, zapobiegających uszkodzeniom przekształtników podczas zwarć w obwodach DC. Tranzystor i dioda zwrotna w układach HVDC muszą być tak wykonane, aby zapewnić zwarcie elementu w przypadku jego uszkodzenia. Jest to wymóg konieczny ze względu na szeregowanie łącznie wielu elementów w przekształtnikach wielkiej mocy stosowanych w układach HVDC. Takie rozwiązanie zapewnia wykonanie tych elementów w budowie typu Press Pack. Brak możliwości przeciążania tranzystorów IGBT w praktyce ogranicza możliwość wykorzystania układów VSC HVDC do instalacji z kablową linią DC 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

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

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 rozwiązanie jest akceptowalne. Rozwiązanie z napowietrzną linią przesyłową DC, ze względu na zagrożenia częstymi wyładowaniami atmosferycznymi, jest z pewnymi wyjątkami [8] dotychczas 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.

3. Topologie przekształtników układów VSC HVDC

Przekształtniki w układach VSC HVDC w praktyce wykonywane są w topologii 2- lub 3-poziomowej oraz wielomodułowej, nazywanej w skrócie MMC (ang. *Modular*

Multilevel Converters), co pokazano na rys. 1. Działanie i podstawowe różnice we właściwościach tych układów obrazuje symbolicznie rys. 2.

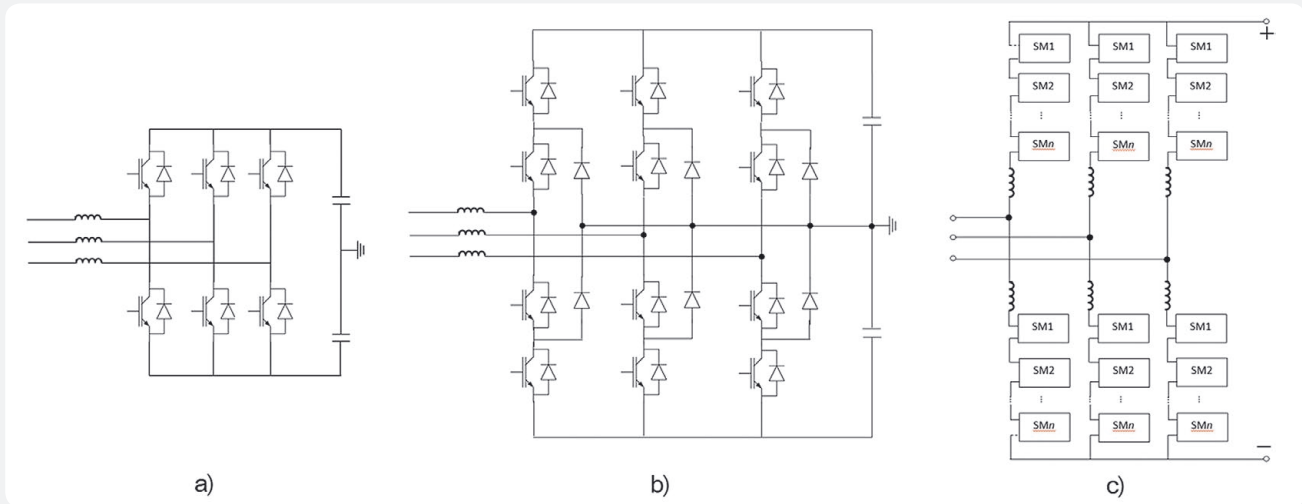
Do niedawna najczęściej stosowano układy 2-poziomowe, a obecnie coraz częściej są instalowane rozwiązania MMC w różnych odmianach, zależnych od producenta. Układy 2- lub 3-poziomowe wymagają zastosowania sterowania PWM (ang. *Pulse Width Modulation*) z częstotliwością 1500–2000 Hz, dla zapewnienia odpowiedniej jakości napięcia na wyjściu przekształtnika. W rozwiązaniu MMC zazwyczaj nie stosuje się PWM, a jakość napięcia zapewniona jest przez odpowiednie bardziej złożone sterowanie.

Rozwiązania (rys. 1) różnią się pod względem właściwości przy przepływie prądu zwarciovego w obwodach DC. Ze względu na opisane wyżej ograniczenia w przeciążeniach tranzystorów IGBT

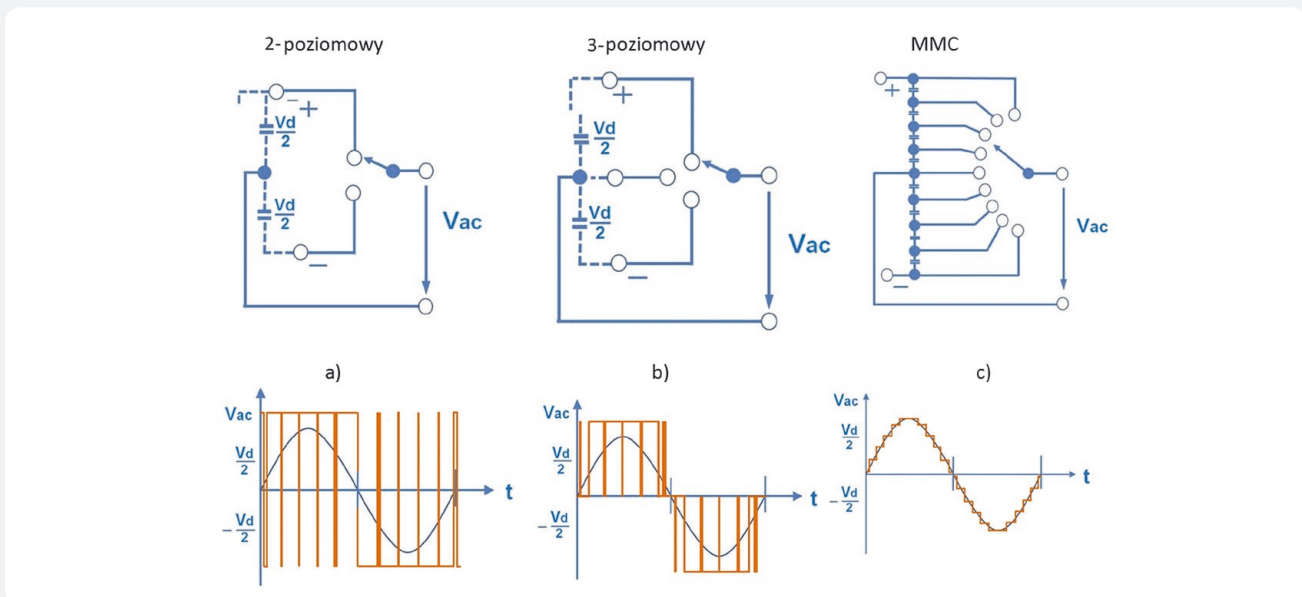
w układach 2- i 3-poziomowych oraz w układzie MMC konieczne jest bardzo szybkie blokowanie tranzystorów, a następnie wyłączenie układu wyłącznikiem po stronie DC lub AC. Natomiast w rozwiązaniu MMC z przekształtnikiem w układzie FB dochodzi do samoistnego ograniczenia prądu zwarciovego wzrostem napięcia na kondensatorze przepływającego przez diody i kondensator prądu zwarciovego, jak pokazano kolorem czerwonym na rys. 3a [9]. W rozwiązaniu HB, pokazanym na rys. 3b, w obwodzie wejściowym stosuje się dodatkowy tyrystor przejmujący dużą część prądu zwarcia w obwodach DC łącza VSC HVDC oraz mikrołącznik mechaniczny.

4. Topologia i modele analizowanych układów HVDC

Badania i analizy na potrzeby niniejszej pracy wykonano dla dwóch rozwiązań układów HVDC pokazanych na rys. 4,



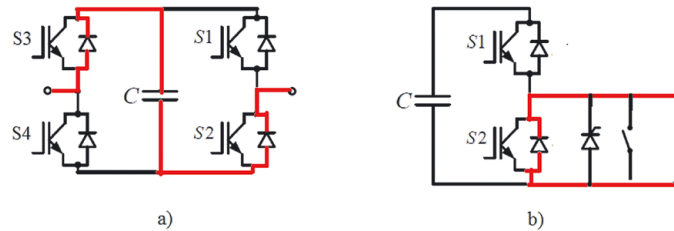
Rys. 1. Podstawowe topologie przekształtnika układu VSC HVDC: a) 2-poziomowy, b) 3-poziomowy, c) układ MMC



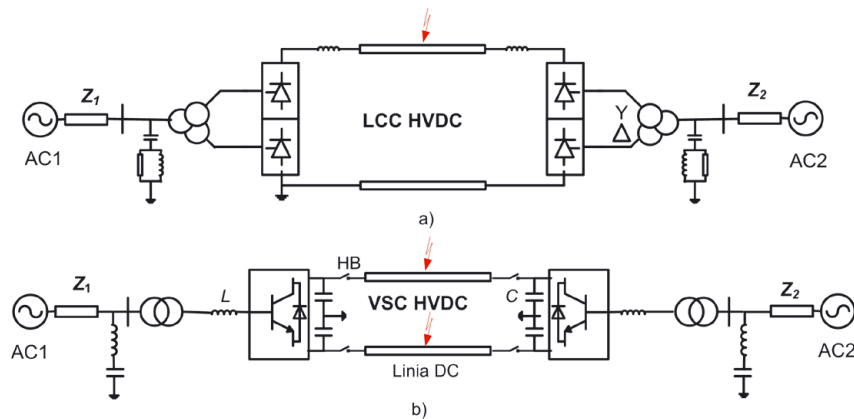
Rys. 2. Symboliczne odwzorowanie działania przekształtników z rys. 1

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Ścieżki przepływu prądów zwarcia DC w modułach FB (a) oraz HB (b) przekształtnika MMC



Rys. 4. Schematy podstawowe analizowanych układów HVDC

obejmujących układ LCC HVDC oraz układ VSC HVDC w wersji 2-poziomowej.

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, układ przyłączony po obu stronach do sieci 400 kV o mocy zwarciowej 6 GVA. Model ten opisano szczegółowo we wcześniejszych pracach [10]
2. VSC HVDC – moc znamionowa 600 MW, napięcie znamionowe DC 320 kV, symetryczny układ monopolarny w dwóch wersjach:
 - a. z kablem o długości 250 km
 - b. z napowietrzną linią przesyłową o długości 250 km.

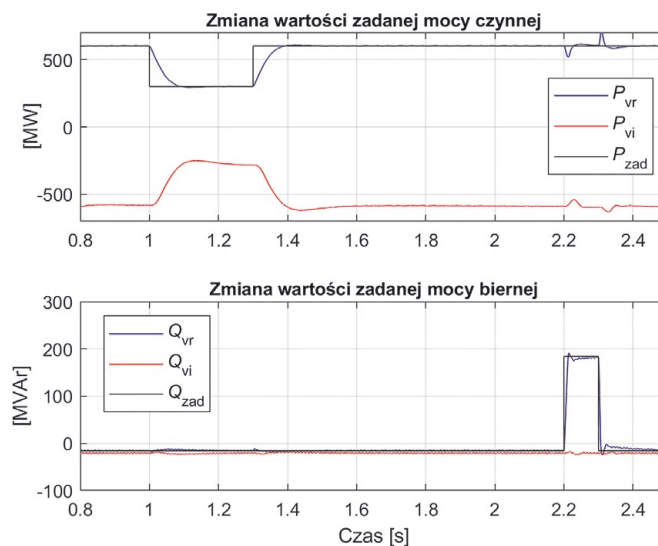
Zastosowano częstotliwościowo zależny model kabla, jak i linii DC, opracowany na podstawie geometrii linii napowietrznej i przekroju poprzecznego kabla. Układ przyłączono po obu stronach do sieci 400 kV o dużej mocy zwarciowej. W trakcie przeprowadzonych badań układ pracował w trybie $P = \text{const}$, $Q = \text{const}$ po stronie prostownika oraz $U_{dc} = \text{const}$, $Q = \text{const}$ po stronie falownika. Na rys. 5 pokazano przebiegi mocy czynnej i mocy biernej układu w odpowiedzi na skokową zmianę wartości zadanej mocy czynnej i mocy biernej. Przebiegi wskazują na bardzo dobre właściwości regulacyjne układu.

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

5. Wyłączniki prądu stałego w obwodach DC w układach VSC HVDC

Podstawowym wyzwaniem dla wyłączników prądu stałego dużej mocy jest brak naturalnego przejścia prądu zwarciowego przez zero. Zadaniem systemów zastosowanych w wyłączniku jest spowodowanie przejścia tego prądu przez zero, a następnie jego wyłączenie. Równie istotnym warunkiem z punktu widzenia układów VSC HVDC jest konieczność bardzo szybkiego

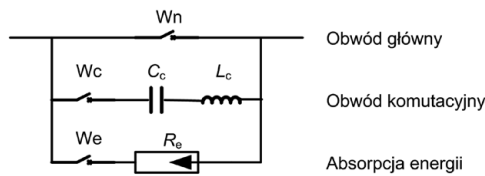
wyłączenia prądu zwarciowego, liczonego w milisekundach. Sprostac tym wymaganiom może wyłącznik statyczny, zbudowany z elementów półprzewodnikowych, ale – niestety – trwały przepływ prądu przez taki wyłącznik powoduje duże straty. Efektywnym rozwiązaniem okazał się układ hybrydowy, zbudowany z elementów półprzewodnikowych, wsparty łącznikiem mechanicznym [11, 12, 13].



Rys. 5. Przebiegi mocy czynnej i biernej po stronie prostownika i falownika w odpowiedzi na skokową zmianę wartości zadanej mocy czynnej i biernej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Model wyłącznika prądu stałego zastosowany na potrzeby artykułu

Na potrzeby artykułu zastosowano model wyłącznika prądu stałego pokazany na rys. 6, z wstępnym naładowaniem kondensatora C_c [11]. Kondensator ładowano wstępnie do napięcia sieci DC (320 kV). Do rozproszenia energii w trakcie wyłączania zastosowano ogranicznik przepięć o standardowej charakterystyce dostępny w bibliotece PSCAD/EMTDC.

6. Wyniki analizy zwarć w obwodach DC układów HVDC

Wybrane wyniki badania przebiegów w trakcie zwarć w obwodzie pokazano na rys. 7–11. Obejmują one odpowiedzi układów HVDC na zwarcie 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 rys. 7 i 8 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 dziesięciokrotności prądu znamionowego. Jest to głównie spowodowane rozładowaniem pojemności (rys. 8) przyłączonych do szyn prądu stałego. Im większa pojemność, tym większy prąd, ale jednocześnie lepsze właściwości regulacyjne i mniejsza podatność na zmiany napięcia DC.
- Prądy w przekształtniku mają znacznie mniejsze wartości niż w linii DC. W trakcie zwarcia przewodzą głównie diody zwrotne, które w niekontrolowany sposób zasilają zwarcie. Prądy maksymalne, płynące przez diody, sięgają dwukrotności prądu przed zwarcie.

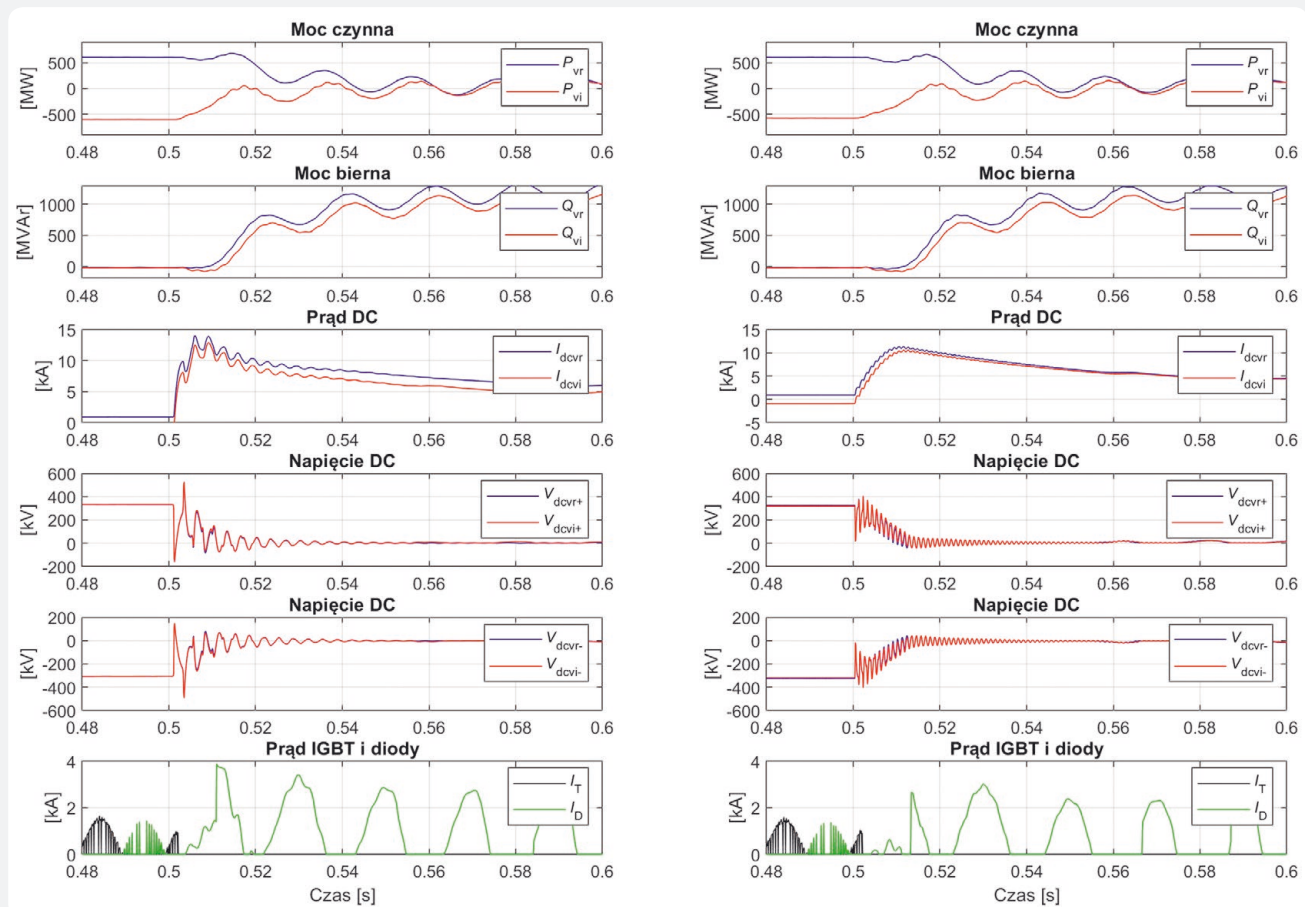
- Wartości maksymalne przepięć na zaciskach przekształtników dochodzą do 500 kV w kablu i ok. 400 kV w linii napowietrznej.
- Znacznie wzrasta moc bierna pobierana z sieci przez przekształtniki. Jej wartość rośnie wraz z mocą zwarcia po stronie sieci. Natomiast przy mniejszej mocy zwarcia dochodzi do istotnego obniżenia napięcia sieci w trakcie zwarcia.

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że zwarcie obu biegunów do ziemi w kablu DC należy raczej do przypadków nieprawdopodobnych. Zwarcie obejmujące jeden biegun przedstawiono na rys. 9

Na podstawie przedstawionych na rys. 9 przebiegów można stwierdzić:

- Prąd DC zwarcia w kablu lub linii napowietrznej uzyskuje mniejsze wartości niż przy zwarcia dwóch biegunów. W krótkim czasie (20–30 ms) prąd znacznie spada. Jest to wynik wzrostu napięcia na „zdrowym” biegunie, spowodowany wzrostem napięcia na pojemności (do ok. 500 kV) przyłączonej do szyn DC.
- Występuje znacznie mniejszy wzrost mocy biernej pobieranej z sieci AC: jedynie ok. 300 MVAR, zatem 25% tej mocy przy zwarcia obu biegunów.

Przebiegi na rys. 10 pokazują możliwe działanie układu VSC HVDC w przemijających zwarcia w obwodzie DC z linią



Rys. 7. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcia obu biegunów linii DC do ziemi; przebiegi po lewej stronie: dla połączenia kablowego, po prawej: dla linii napowietrznej; kolorem niebieskim oznaczono prostownik, kolorem czerwonym – falownik

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

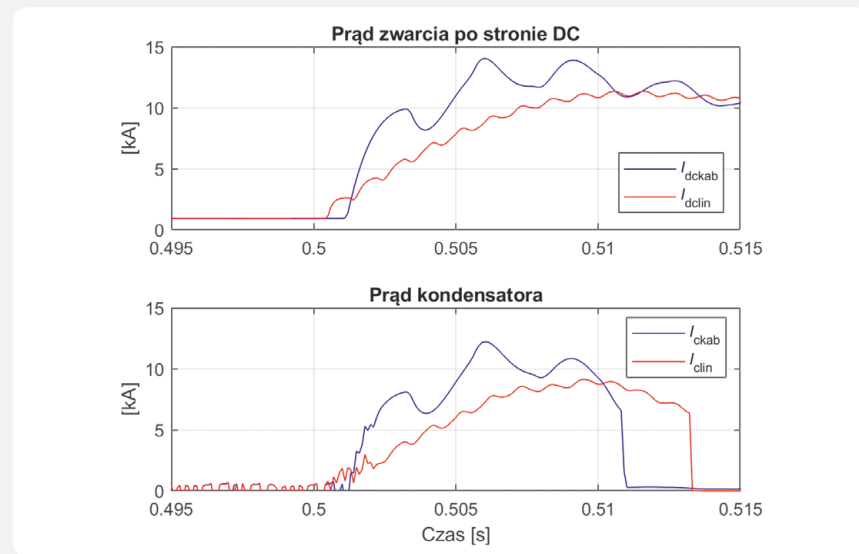
PL

napowietrzną. Zwarcie zostało wyłączone wyłącznikami DC, jednocześnie na obu końcach obydwu linii DC po ok. 6 ms, przy czym sterowanie tranzystorami IGBT zablokowane po 3 ms. Po czasie 400 ms przerwy załączono ponownie obie linie, a następnie po 600 ms włączono sterowanie tranzystorów i nastąpiło pomyślne podjęcie pracy przez układ VSC HVDC. Prądy przez przekształtniki w całym procesie nie przekraczały dopuszczalnych wartości.

Przedstawione na rys. 11 przebiegi dla układu LCC HVDC w trakcie zwarcia w środku kabla 450 kV do ziemi pokazują, że taki układ wraca ponownie do pracy, o ile zwarcie jest przemijające. Jest to naturalna cecha takich układów, dla których wyłącznikiem DC są same tyrystory przekształtnika w połączeniu z ich zdolnością wytrzymywania krótkotrwałych przeciążeń.

7. Podsumowanie

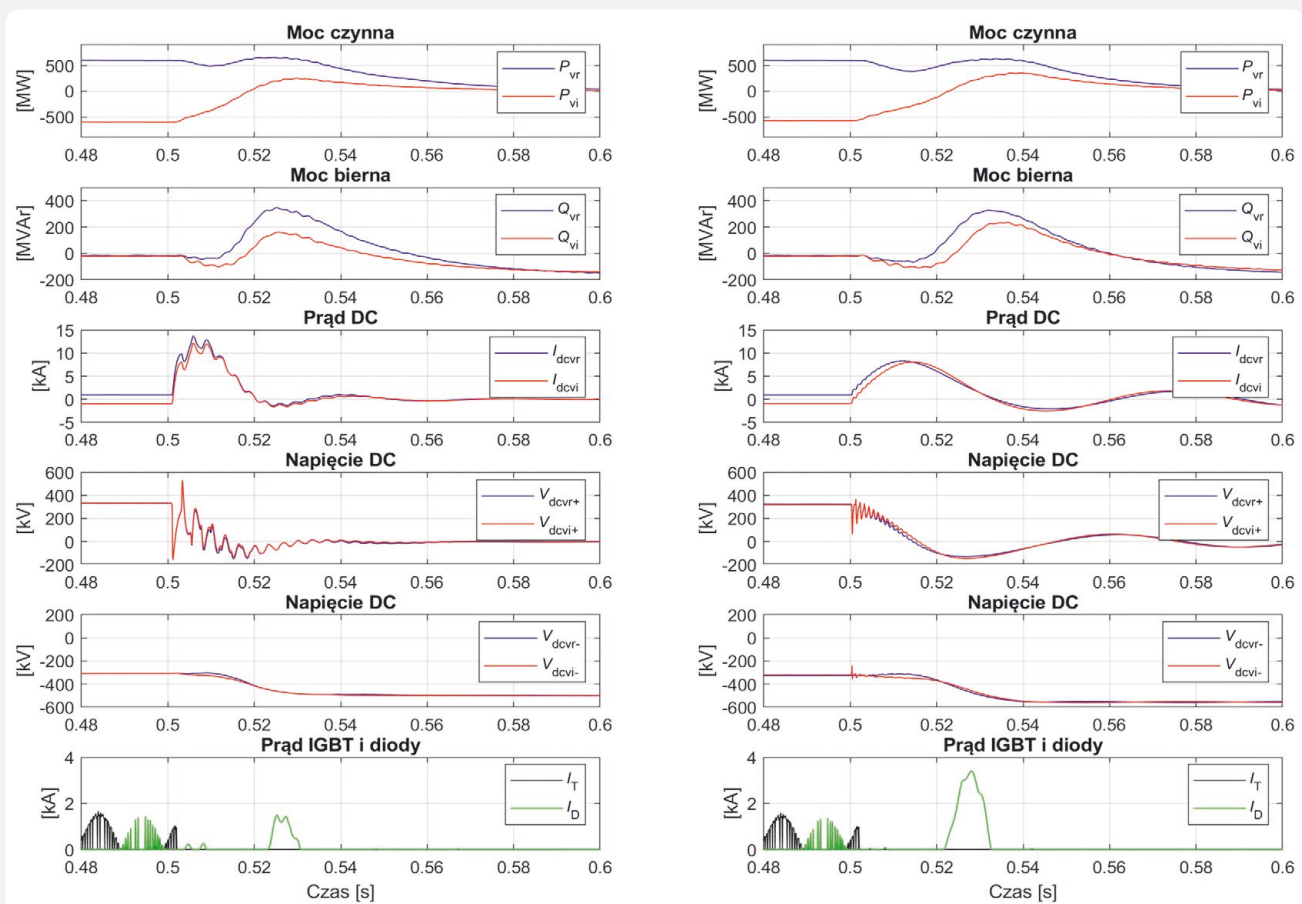
Wyniki analiz świadczą o tym, że zwarcia w obwodach prądu stałego układu VSC HVDC powodują szybki i bardzo znaczny wzrost prądu zwarciego. Wynika to z faktu, że obwód DC ze względu na dużą wartość pojemności przyłączonej do jego zacisków ma w początkowej fazie zwarcia charakter sztywnego źródła napięciowego, a wartość prądu zwarciego ograniczona jest jedynie parametrami kabla (linii) DC do miejsca zwarcia. Rozładowanie



Rys. 8. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcu obu biegunów linii DC do ziemi; kolor niebieski: dla połączenia kablowego, kolor czerwony: dla linii napowietrznej wartości zadanej mocy czynnej i biernej

tej pojemności stanowi istotny składnik prądu zwarciego w początkowej fazie. Pojemność samego kabla również sprzyja szybkiemu narastaniu prądu zwarciego.

Z powodu pogorszenia właściwości regulacyjnych zazwyczaj nie stosuje się dławików w obwodach DC, ograniczających narastanie prądu zwarciego, lub stosuje się



Rys. 9. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcu jednego bieguna linii DC do ziemi; przebiegi po lewej stronie: dla połączenia kablowego, po prawej: dla linii napowietrznej; kolorem niebieskim oznaczono prostownik, kolorem czerwonym – falownik

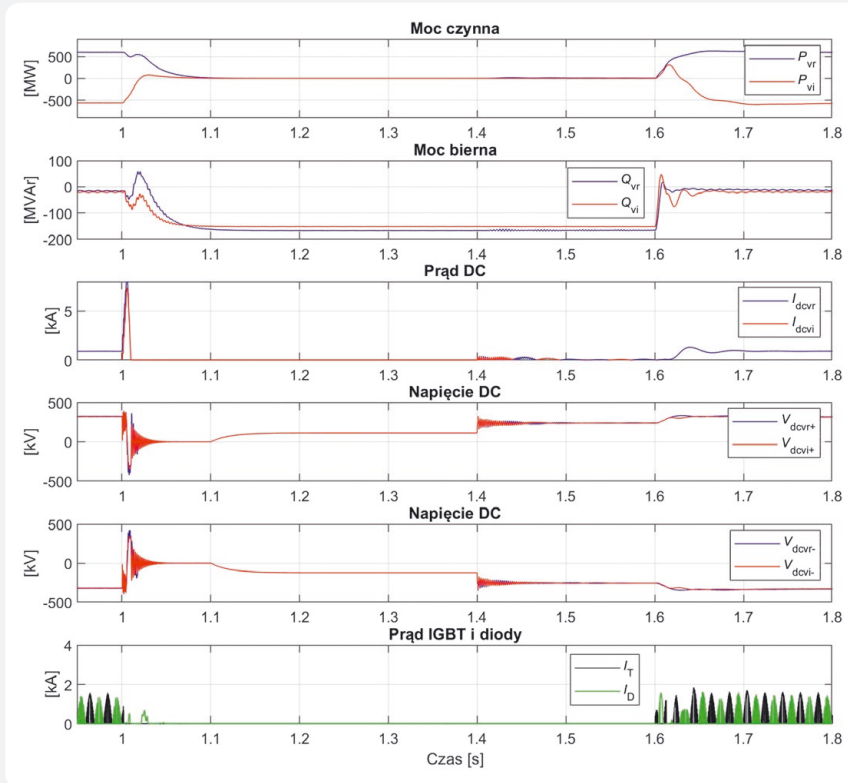
This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

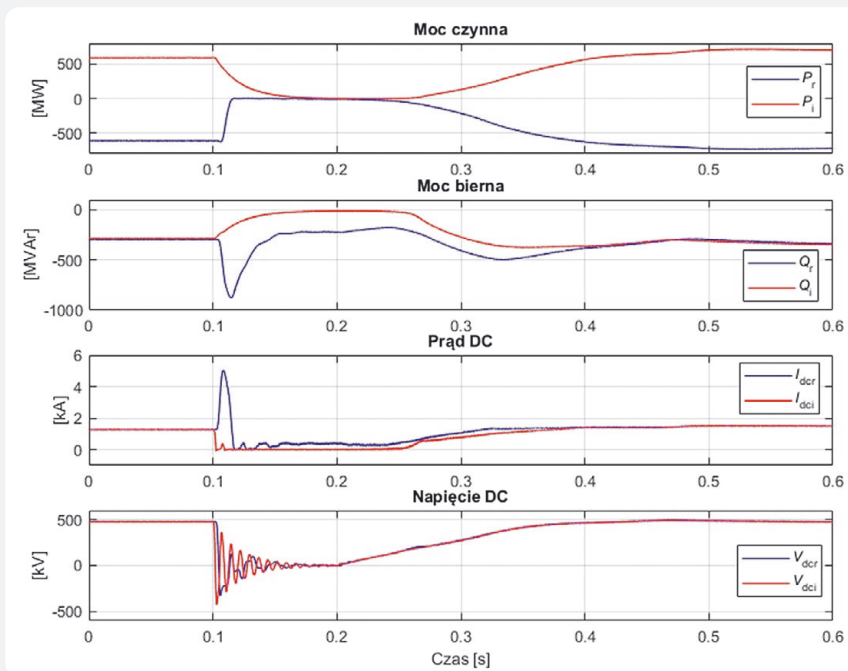
dławiki o niewielkiej wartości (10–20 mH) w porównaniu z większymi o rząd wartości dławików w układach LCC HVDC. Jednym ze skutecznych sposobów

ograniczenia negatywnych skutków zwarcia w obwodach DC układów HVDC jest zastosowanie wyłączników prądu stałego. Wyłączniki takie są obecnie dostępne

komercyjnie i zaczynają być stosowane w budowie sieci DC [13, 14]. Są to jednak na razie urządzenia drogie i o dużych gabarytach. Możliwe jest również rozwiązanie z wykorzystaniem możliwości ograniczania prądu zwarciovego, jakie daje zastosowanie modułów FB (ang. *Full Bridge*) w połączeniu z szybkimi (40 ms) odłącznikami DC. Wymaga to jednak podwojenia liczby elementów w przekształtniku i tym samym zwiększania strat. Dodatkowo 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, ze względu na łatwe i szybkie przejście kąta wyzwalania prostownika w obszar pracy falownikowej, co powoduje szybkie zanikanie prądu zwarciovego, który przy przejściu przez zero zostaje wyłączony przez tyristory. Falownik w sposób naturalny pracuje w tym obszarze kątów wyzwalania tyristorów i również prąd zwarciovowy w tym przekształtniku bardzo szybko zanika. W razie wystąpienia 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, powodujące nawet konieczność jego odstawienia. Z powodu dużo większego prawdopodobieństwa zwarcia 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.



Rys. 10. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcu obu biegunów do ziemi linii napowietrznej DC, wyłączeniu zwarcia oraz ponownym uruchomieniu układu; kolor niebieski – prostownik, kolor czerwony – falownik



Rys. 11. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie LCC HVDC po zwarcu doziemnym kabla DC oraz ponownym uruchomieniu układu; kolor niebieski – prostownik, kolor czerwony – falownik

Bibliografia

1. Rauhala T. i in., Assessment of Nordic HVDC operation and maintenance practices on reliability and availability of HVDC systems, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-105.
2. Rahimo M. i in., Power Semiconductor Technology Advancements for Enabling Next Generation Grid Systems, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-305.
3. 640 kV XLPE HVDC cable system [online], https://www.nkt.com/fileadmin/user_upload/nkt_com/Catalogs_brochures/640kV_XLPE_LR.pdf [dostęp: 10.08.2019].
4. Kosmecki M., Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarciovowej, Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '09, Jurata 2009.
5. Vinothkumar K. i in., Design Aspects of MTDC Grids with Integration of Renewable Energy Sources, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-131.
6. Hingorani N., Gyugyi L., Understanding FACTS, IEEE Press, 2000.
7. Basler T. i in., Surge current capability of IGBTs, International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD 2012, Chemnitz.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 20–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

8. Magg T.G. i in., Zambezi (previously Caprivi) Link HVDC Interconnector: Review of Operational Performance in the First Five Years, CIGRE 2016, Paris, paper No. B4-108.
9. Ruffing P. i in., A novel DC Fault Blocking Concept for Full-Bridge Based MMC Systems with Uninterrupted Reactive Supply to the AC Grid, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-127.
10. Madajewski K., System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska–Szwecja, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2000, nr 1.
11. Franck C.M., HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs, *IEEE Transaction on Power Delivery* 2011, Vol. 26, No. 2.
12. Hafner J., Jacobson B., Proactive Hybrid HVDC Breakers-A key innovation for reliable HVDC grids, CIGRE 2011, Bologna, paper No. 0264.
13. Tang G. i in., Development of 500kV modular cascaded hybrid HVDC breaker for DC grid applications, CIGRE 2018, Paris, paper No. A3-105.
14. Tang G. i in., Characteristic of system and parameter design on key equipment for Zhangbei DC grid, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-121.
15. Yingjie W. i in., A DC Short-Circuit Fault Ride Through Strategy of MMC-HVDC Based on the Cascaded Star Converter, *Energies* 2018, No. 11 (8).

Michał Kosmecki

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki na kierunku automatyka i robotyka Politechniki Gdańskiej. Swą drogę zawodową związał z Instytutem Energetyki Oddział Gdańsk, gdzie pracuje od 2007 roku. Obecnie jest asystentem na stanowisku kierownika projektów w zespole Analiz Systemowych. Uczestniczył w wielu pracach badawczych i ekspertyzach poświęconych modelowaniu i stabilności systemu elektroenergetycznego, rozwojowi energetyki wiatrowej i sieci inteligentnych. Jest szczególnie zainteresowany modelowaniem i analizą układów przesyłowych prądu stałego (HVDC).

Krzysztof Madajewski

dr hab. inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl

Od 1990 roku jest dyrektorem Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań to sterowanie i regulacja systemów elektroenergetycznych oraz układy przesyłowe prądu stałego. Kierował wieloma projektami badawczymi i wdrożeniowymi realizowanymi na zamówienie krajowej elektroenergetyki oraz EPRI i UCTE (obecnie ENTSO-E).